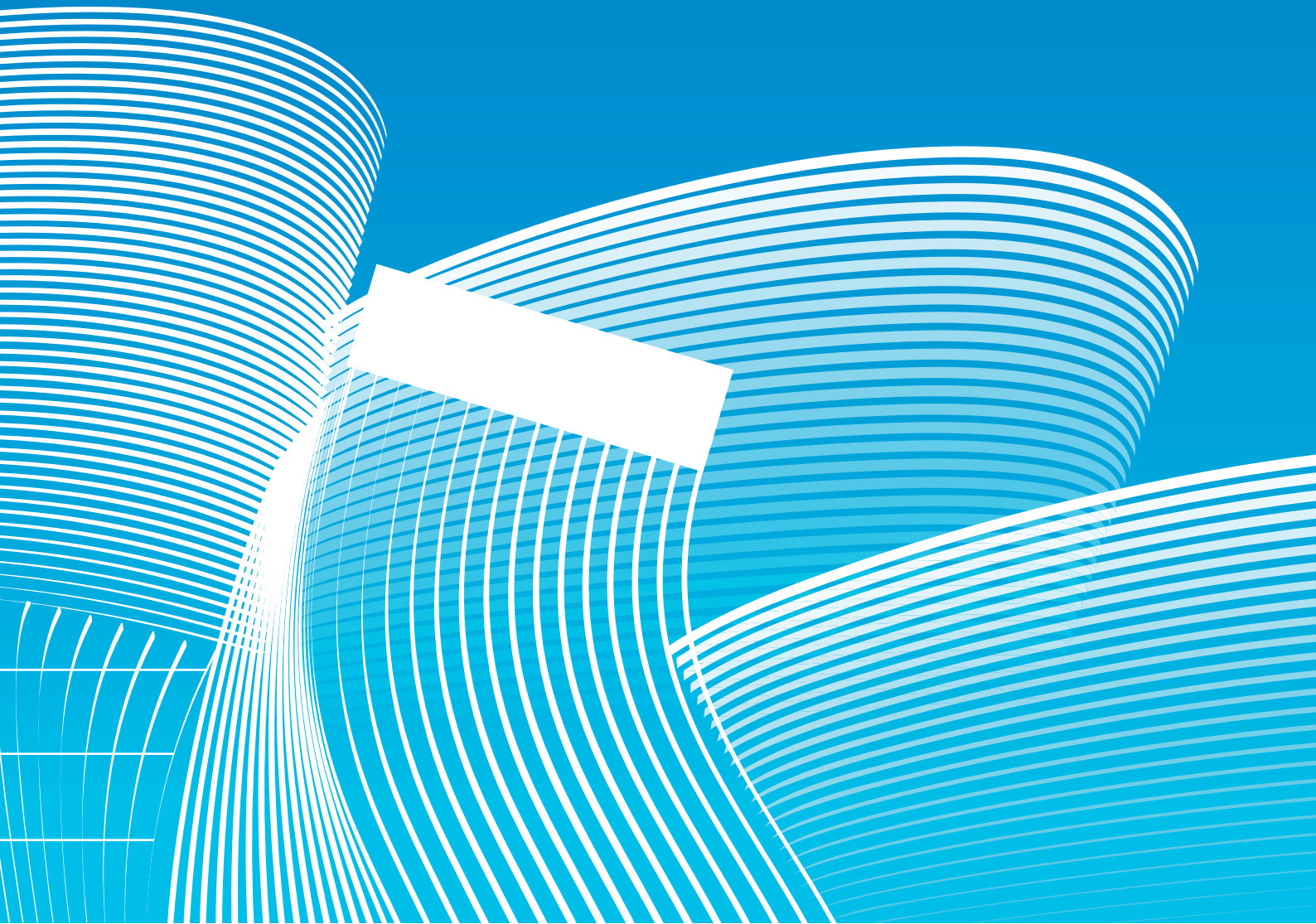


MEMORIA
ANUAL
2015



Bolsa de Comercio de Santiago
ENERSIS

Bolsa de Nueva York
ENI

Bolsa de Madrid*
XENI

Enersis S.A. se constituyó, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., y el 1 de agosto de 1988 la sociedad pasó a denominarse Enersis S.A. En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 18 de diciembre de 2015, entre otras materias, se acordó su cambio de denominación a Enersis Américas S.A., que se hizo efectivo a partir del día 1 de marzo de 2016. Su capital social era de \$5.804.447.986 miles al 31 de diciembre de 2015, reducido, por acuerdo adoptado en la referida Junta Extraordinaria de Accionistas, a \$3.575.339.011 miles, que se hizo efectivo a partir del día 1 de marzo de 2016, representado por 49.092.772.762 acciones. Sus acciones cotizan en las bolsas chilenas, en la de Nueva York en forma de American Depositary Receipts (ADR) y en la Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex)*.

Su negocio principal es la explotación, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo, la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero, además de invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y coligadas. Sus activos totales ascienden a \$15.449.154.391 miles al 31 de diciembre de 2015. Enersis controla y gestiona un grupo de empresas que opera en los mercados eléctricos de cinco países en Latinoamérica (Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú). En 2015, el resultado neto atribuible a la sociedad dominante alcanzó a \$661.587 millones y el resultado operacional se ubicó en \$1.778.633 millones. A fines de 2015, daba ocupación directa a 12.222 personas, a través de sus empresas filiales presentes en Sudamérica.

(*) A partir del día 4 de diciembre de 2015, Enersis se deslistó del Latibex, por lo que sus acciones no serán transadas en lo sucesivo en dicha bolsa de valores. Esta solicitud fue planteada por la misma compañía y fue aprobada por el Consejo de Administración de Bolsas y Mercados Españoles, Sistemas de Negociación, S.A.



Memoria Enersis 2015

(En Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 18 de diciembre de 2015 se acordó el cambio de su denominación social, pasando a ser Enersis Américas S.A., efectivo desde el día 1 de marzo de 2016).

Índice

> Carta del Presidente	4
> Hitos 2015	10
> Principales Indicadores Financieros y de Operación	16
> Identificación de la Compañía y Documentos Constitutivos	20
> Propiedad y Control	26
> Administración	32
> Recursos Humanos	62
> Transacciones Bursátiles	78
> Dividendos	86
> Política de Inversión y Financiamiento para el Ejercicio 2015	92
> Negocios de la Compañía	96
> Inversiones y Actividades Financieras	110
> Factores de Riesgo	124
> Reorganización Societaria Grupo Enersis	146
> Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica	152
> Descripción del Negocio Eléctrico por País	180
> Cuadro Esquemático de Participaciones	236
> Hechos Relevantes de la Entidad	244
> Identificación de las Compañías Subsidiarias y Asociadas	292
> Declaración de Responsabilidad	314
> Estados Financieros Consolidados	316
> Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados	626
> Estados Financieros Resumidos Empresas Filiales	662

Estimados accionistas,

Tienen en sus manos la Memoria Anual y los Estados Financieros de Enersis Américas S.A. ("Enersis"), antes denominada Enersis S.A., correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015. A través de los capítulos y páginas que siguen podrán revisar en detalle los principales resultados, avances e hitos de la Compañía y sus filiales en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú.

En primer lugar, quisiera manifestar mi profundo agradecimiento hacia los Directores de la Compañía, por la confianza depositada en mí al haberme nombrado Presidente del Directorio el pasado 30 de junio de 2015. Durante estos meses he podido conocer la alta calidad humana y profesional de los ejecutivos, profesionales y trabajadores de este Grupo. Su colaboración ha sido fundamental para desarrollar un proyecto exitoso como Enersis, del que todos nos sentimos tan orgullosos. Vayan también a todos ellos mis sinceros agradecimientos.

Hoy no sólo Chile, sino toda la Región vive una transformación profunda. Y tal como lo hemos hecho en el pasado, nuestro deber es saber anticipar los cambios que encararemos, y seguir siendo una fuente de valor significativa para el país, para las comunidades que acogen nuestras operaciones, para nuestros trabajadores y para nuestros accionistas. Es así como seguiremos cumpliendo con nuestra vocación de ser un motor de desarrollo para la Región.

Tengo la convicción de que esta tarea la podemos cumplir con éxito, para lo cual debemos rescatar lo mejor de nuestra historia y generar los cambios que son requeridos por esta nueva etapa en nuestro desarrollo. Hoy ello pasa por saber consolidar nuestros logros y tener una clara visión de futuro para nuestro negocio; por aprender de las cosas que pudimos haber hecho mejor; por mejorar nuestras prácticas y procedimientos, y saber sacar lo máximo de la experiencia

y capacidades desplegados por nuestro controlador, en el mundo; en definitiva, por renovar nuestras miradas y adaptar nuestra organización a las exigencias de un mundo que no deja de evolucionar.

Hoy, la tarea que tenemos por delante es construir una empresa más dialogante, más abierta, más cercana y más receptiva a las necesidades del país, de los entornos en los que operamos y de nuestros clientes. Para ello debemos asegurar más rentabilidad y eficiencia, y construir una nueva Enersis, una Enersis con un camino claro de desarrollo para las próximas décadas.

Reorganización Societaria

En este contexto y con este propósito en mente, el Directorio propuso a todos nuestros accionistas un proyecto de reorganización societaria para permitir encarar con éxito los retos que tenemos, con el objetivo central de adaptar nuestras estrategias de desarrollo a los requerimientos de cada mercado en que operamos, simplificar nuestra estructura societaria y mejorar el proceso de toma de decisiones al interior de la Compañía. Esta propuesta de reorganización marcó nuestro actuar durante buena parte del año 2015 y parte de lo que llevamos recorrido del presente año.

Paso a detallar los aspectos centrales de la propuesta hecha por el Directorio de Enersis, aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas el pasado 18 de diciembre del 2015, y que, estoy convencido, abre una nueva y exitosa etapa de desarrollo para la compañía.

En lo sustancial, este proceso de reorganización societaria implica separar las actividades de generación y distribución

de energía eléctrica que se desarrollan en Chile de las del resto de los mercados de América Latina donde el grupo Enersis está presente. Con este fin, se propuso llevar a cabo esta reordenación en dos etapas sucesivas, de acuerdo con la normativa chilena.

Así, la primera fase consistiría en la división de las sociedades Enersis S.A., Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile") y Chilectra S.A.

En el caso de Chilectra, el resultado de la división es la creación de una nueva sociedad, "Chilectra Américas S.A.," a la cual se le asignan las participaciones societarias, activos y pasivos de Chilectra fuera de Chile.

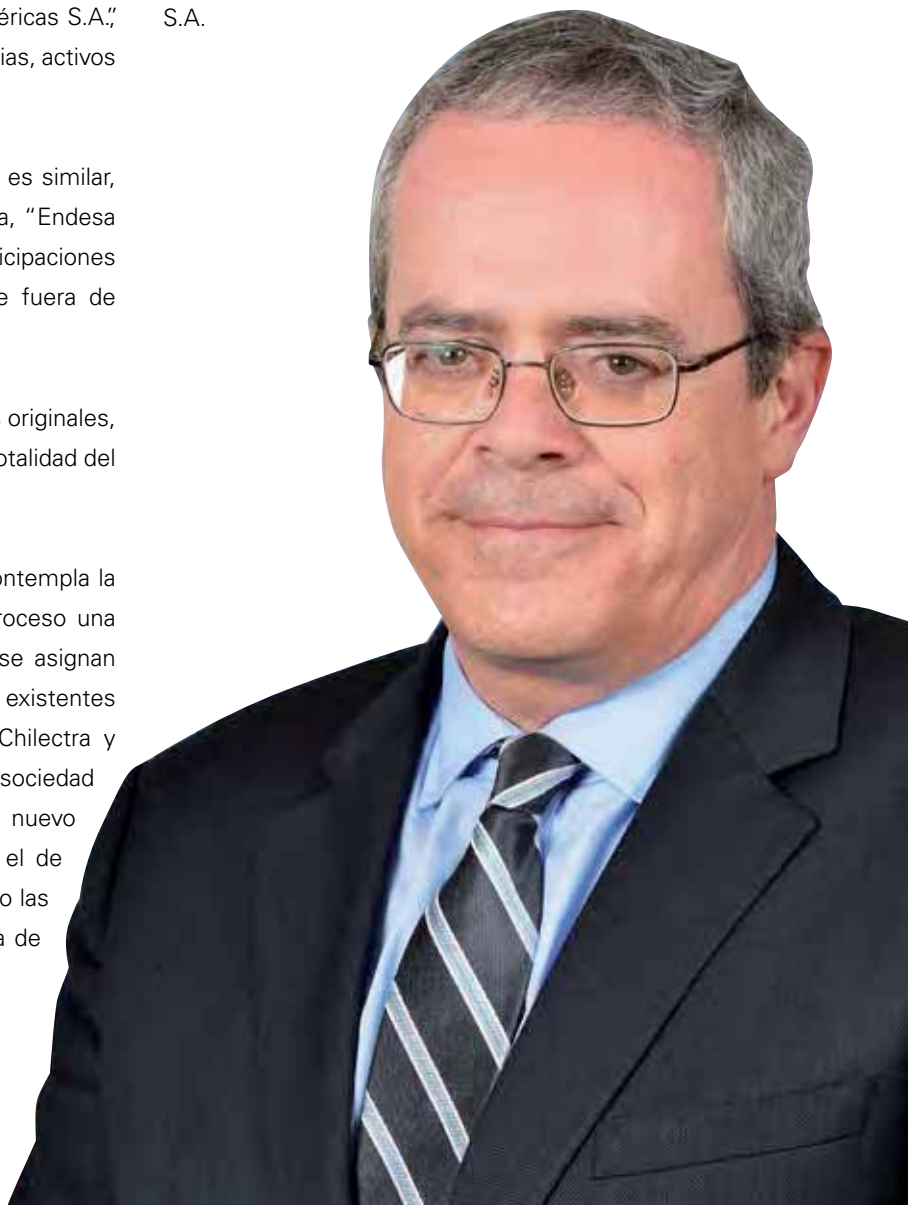
Para el caso de Endesa Chile, el procedimiento es similar, y fruto de la división surge una nueva compañía, "Endesa Américas S.A.," a la cual se le conceden las participaciones societarias, activos y pasivos de Endesa Chile fuera de Chile.

De esta manera, cada una de las dos sociedades originales, esto es, Chilectra y Endesa Chile, conservan la totalidad del negocio que actualmente desarrollan en Chile.

Tratándose de Enersis, la propuesta también contempla la división de la compañía, resultando de este proceso una nueva sociedad, "Enersis Chile S.A.," a la que se asignan las participaciones societarias, activos y pasivos existentes en Chile. Esto incluye las participaciones de Chilectra y Endesa Chile antes mencionadas. En tanto, la sociedad escindida de Enersis, que en lógica con su nuevo contexto de actuación cambia su nombre por el de "Enersis Américas S.A.," pasa a incluir en su seno las participaciones societarias de la compañía fuera de Chile.

Las divisiones societarias descritas se hicieron efectivas a contar del primero de marzo de 2016, y de este proceso resultaron tres nuevas compañías.

En la segunda etapa de la reordenación societaria, está previsto, si los accionistas de las sociedades involucradas así lo aprueban, que Enersis Américas S.A. absorba a Chilectra Américas S.A. y a Endesa Américas S.A. mediante un proceso de fusión por incorporación, en el cual los accionistas minoritarios de Chilectra Américas S.A. y Endesa Américas S.A. pasarán a serlo de Enersis Américas S.A.



Para este fin, se cumplirá con las disposiciones pertinentes de la Ley de Sociedades Anónimas, entre las que se prescriben que cada compañía que se fusiona recomprará las acciones a sus accionistas que han ejercitado su Derecho a Retiro a los precios que marca la Ley.

Otro punto relevante es la intención ya anunciada por parte de Enersis Américas S.A. de presentar una Oferta Pública de Acciones ("OPA") emitidas por la totalidad del capital social de ésta, condicionada a la aprobación por parte de las Juntas de Accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas de la fusión antes referida por parte de sus respectivos accionistas. Dicha OPA será dirigida a la totalidad de las acciones y American Depositary Receipts ("ADRs") emitidas por Endesa Américas que no sean propiedad de Enersis Américas. Así, la OPA se realizaría hasta por el 40,02% del capital social de Endesa Américas y por el precio ya comunicado al mercado de 285 pesos chilenos por acción (o su equivalente en dólares estadounidenses a la fecha del pago en el caso de los ADRs), todo ello sujeto a los demás términos y condiciones que serán oportunamente detallados al tiempo de formular dicha oferta. De esta manera, se dará certeza a la operación y seguridad sobre un precio justo de salida a aquellos accionistas que no compartan la visión de Enersis sobre el futuro del Grupo.

El Directorio que presido tiene la convicción de que el trabajo realizado representa el camino más idóneo para que Enersis realice las transformaciones necesarias para seguir desarrollándonos con solidez y con éxito de cara a los desafíos que presentan los mercados en Chile y en la Región. Esta convicción fue confirmada en la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis celebrada el pasado 18 de diciembre del año pasado.

Resultados 2015

A pesar del difícil entorno macroeconómico vivido por la mayoría de los países de la región, el cual se ha manifestado en una disminución en las tasas de crecimiento de su economía, la empresa obtuvo resultados positivos, que muestran la solidez de su gestión y actuaciones empresariales. Permítanme reseñar sólo algunos de los más importantes.

La generación de energía durante el ejercicio fue de 60.403 GWh, cifra ligeramente superior a los 60.299 GWh generados el año anterior. Por otro lado, las ventas físicas aumentaron 4,1% respecto al 2014, llegando a los 72.039 GWh, mayoritariamente por el incremento de las ventas en Chile, Colombia y Argentina.

En distribución, en tanto, la demanda de energía en las zonas de concesión de las filiales del Grupo aumentó en 2,3% y se alcanzaron ventas físicas por 78.732 GWh, monto 1,6% superior al registrado en año 2014. Por otra parte, nuestra base de clientes superó los 15,2 millones, lo que representó un aumento de más de 448.000 clientes respecto a al año 2014.

Los ingresos totales fueron de 7.698.847 millones de pesos chilenos durante el año 2015, lo que representa 6,1% más que en el ejercicio anterior. Esta cantidad se explica gracias a la combinación de mayores ventas de energía (las cuales aumentaron 4%) y a precios más altos (los cuales se incrementaron en 7%).

A diciembre de 2015, el EBITDA acumulado de Enersis fue de 2.289.133 millones de pesos chilenos, cifra similar a los

2.300.020 millones de pesos chilenos obtenidos en el año 2014. Esta cifra se explica por el aumento en ingresos, el cual compensó casi totalmente el incremento de 8,1% en los costos de aprovisionamientos y servicios registrados por la compañía.

Desglosando por negocio, se advierte que en generación el EBITDA mostró un incremento de 80.674 millones de pesos chilenos. Esto se explica principalmente por los mejores resultados obtenidos en Chile, debido a mejores precios de venta, mayores ventas de energía física, y al efecto de consolidar el 100% de GasAtacama durante todo el año 2015. Este resultado fue parcialmente compensado por un menor EBITDA en Colombia y Brasil, principalmente por efecto del tipo de cambio.

En distribución en tanto, el EBITDA fue 5,9% menor que en el año anterior, llegando a 966.679 millones de pesos chilenos. Ello se explica principalmente por una caída de 46,3% en el EBITDA de Brasil, a causa del aumento en el nivel de pérdidas y una menor demanda eléctrica, producto de la situación macroeconómica registrada por dicho país. Esto fue parcialmente compensado por el reconocimiento de 317.492 millones de pesos chilenos en Argentina por la Resolución N° 32/2015, mediante la cual el Gobierno argentino aprobó un aumento transitorio de los ingresos de Edesur para el pago de energía, de salarios y provisiones de bienes y servicios, y a los mejores resultados registrados en Perú y Chile.

De este modo, el beneficio neto atribuible a los accionistas de Enersis alcanzó los 661.587 millones de pesos chilenos durante el presente ejercicio. Esta cifra es 8,4% superior a la del año anterior. Este crecimiento se debió principalmente al positivo desempeño operacional en generación ya comentado, junto con la mejora del resultado financiero neto.

Durante 2015, Enersis realizó inversiones por un total de 1.362.562 millones de pesos chilenos, cifra superior a los 1.086.410 millones de pesos chilenos invertidos en el año 2014. Las inversiones en crecimiento estuvieron concentradas principalmente en la planta colombiana de El Quimbo (ya finalizada), mejoramientos medioambientales en la planta chilena de carbón Bocamina II, inicio de trabajos en la planta hidroeléctrica chilena de Los Cóndores, y mayores inversiones en el negocio de distribución en Brasil.

Hitos 2015

Estimados accionistas, quisiera una vez más dar las gracias al esfuerzo, trabajo y tesón demostrados por cada uno de nuestros trabajadores, profesionales y técnicos, ya que ellos han sido el fundamento de los éxitos y avances de la Compañía. Ellos son la clave de nuestros logros y de los que seguiremos alcanzando en años venideros.

Además de lo ya referido en relación con el proceso de reordenación societario, sin duda han habido otros muchos hitos que marcaron nuestro ejercicio 2015. Quisiera destacar algunos de los más importantes.

En materia de generación, en Chile una gran noticia para el Grupo fue la decisión de la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región del Biobío, en el mes de marzo del pasado año, de aprobar el proyecto de optimización de Bocamina II, de Endesa Chile. Con ello se inicia un proceso ambicioso que incorpora en su operación innovadoras mejoras técnicas y ambientales. Junto a ello la Compañía ha iniciado una nueva etapa en su relación con la comunidad, que se traduce en beneficios directos y transparentes, y un trabajo permanente para construir una visión de desarrollo

común para los ciudadanos de la comuna de Coronel, Región del Biobío.

Ejemplo de las mejoras ambientales introducidas fue la puesta en operación de los filtros Johnson, de avanzada tecnología, que reducen casi por completo el ingreso de organismos hidrobiológicos al sistema de enfriamiento de la planta. La iniciativa se suma a otras mejoras técnicas y ambientales tales como la cobertura de las canchas de acopio de carbón y el monitoreo en línea de la calidad del aire.

De este modo, Bocamina II quedó disponible para el despacho económico por parte del Centro de Operación del CDEC-SIC el 2 de julio del pasado año.

Siempre en Chile, me gustaría destacar los avances del proyecto Los Cóndores, ubicado en la Región del Maule, consistente en una planta hidroeléctrica, que con una inversión de más de 660 millones de dólares americanos tendrá una capacidad de 150 MW. La iniciativa avanza según lo planificado, y en el mes de enero del 2016 la TBM (Tunnel Boring Machine) doble escudo, ingresó a la Ventana de Construcción del Túnel de Aducción de la futura planta.

En Colombia, me es grato comunicar que finalizó la construcción de nuestro Proyecto El Quimbo, proyecto hidroeléctrico de 400 MW que aportará al sistema colombiano una energía promedio anual de 2.216 GWh, equivalente al 4% del consumo total del país. Un total de 6.500 personas trabajaron en la construcción de este proyecto que arrancó en el año 2008.

Adicionalmente, se concluyó nuestro Proyecto SALACO, mediante el cual se rehabilitaron seis unidades generadoras, pertenecientes a las Centrales Salto II, Laguneta y Colegio,

actualmente conocida como Dario Valencia Samper. Con ello sumamos 144,8 MW al Sistema Interconectado de ese país, y ello a través de la tecnología de generación a filo de agua, uno de los sistemas de generación de energía más sostenibles y limpios que existen, teniendo en cuenta que para su operación solo necesita la corriente del río.

En Argentina, por otra parte, completamos la puesta en servicio con gasoil de los cuatro moto-generadores instalados por Hidroeléctrica el Chocón, en el predio de central Costanera, proceso que estuvo dentro de los montos presupuestados originalmente y sin registrar accidentes.

En materia de distribución, quisiera destacar la conexión de la nueva subestación Chicureo al sistema eléctrico de la Región Metropolitana, en Chile. En una primera etapa, ésta consta de una capacidad de 25 MVA, que permite el suministro a aproximadamente 30.000 hogares. En una segunda, con el fin de abastecer las proyecciones de crecimiento de la demanda eléctrica de la zona norte de Santiago, se contempla una ampliación de hasta ocho veces su capacidad inicial, pudiendo alcanzar 200 MVA, que equivalen al suministro de 500 mil hogares.

En Colombia, nuestra filial Codensa duplicó la capacidad de transformación de la subestación de Bacatá, convirtiéndola con sus 500kV en la más grande de Colombia, lo cual permitirá hacer frente a las crecientes demandas de energía eléctrica en ese país. Siempre en suelo colombiano, un hito relevante fue el completo cumplimiento de la meta en el proyecto de Telecontrol con el cual Codensa moderniza sus redes de distribución en Bogotá y Cundinamarca. Así, durante 2015, se instalaron 1.674 equipos que permiten operar la red de una manera más eficiente y reducir las fallas del servicio. Durante el 2015 se hizo una inversión aproximada de 69.500 millones

de pesos colombianos, sobre los 238.000 millones del valor total de la iniciativa proyectada a tres años.

Por último, me gustaría destacar nuestra apuesta por la comercialización de gas natural, a través de la inauguración de la planta de regasificación realizada por Endesa Chile en la Talca. Esta permite que el gas natural y sus múltiples beneficios sean hoy una realidad para hogares y empresas en la zona. Esta apuesta pudo concretarse gracias a una alianza firmada con GasValpo, a través de Energías y Productos Fernández. De esta manera contribuimos con una alternativa energética altamente eficiente, respetuosa con el medio ambiente y a precios competitivos.

Nuevos Proyectos

Estimados accionistas, la vocación continua de este Grupo ha sido acompañar, mediante soluciones energéticas innovadoras, el desarrollo de cada uno de los mercados en los que estamos presentes. Este compromiso lo hacemos realidad, año a año, a través de nuestros distintos proyectos en materia de generación y distribución, para que así las empresas y las personas puedan seguir creciendo y accediendo a mayores niveles de bienestar.

Con ese fin, en julio del año 2015, el Directorio de Endesa Chile definió una cartera de iniciativas de inversión para los próximos años, la cual está compuesta por 36 proyectos, que se desarrollarán en cuatro países, con una capacidad instalada total de 6.300 MW.

Para el desarrollo de esta cartera, Endesa Chile ha formulado un nuevo enfoque, que recoge la historia de éxitos del Grupo, se adapta a la nueva realidad social del país, y asume

los aprendizajes que hemos logrado a partir de las cosas que pudimos haber hecho mejor en el pasado. En concreto, nuestro foco actual está en desarrollar proyectos que:

- > Cuenten con procesos aprobatorios más expeditos;
- > Que permitan una ejecución más rápida;
- > Que cuenten con contratos de suministro asegurados, garantizando así un rápido retorno de la inversión;
- > Que sean consistentes con el desarrollo de las comunidades involucradas y de la sociedad en general.

No desarrollaremos proyectos que no sean requeridos por el país. En este sentido, estamos construyendo una nueva forma de relacionarnos con todos los stakeholders, incorporando más profesionales, más recursos y privilegiando la inserción temprana de nuestros proyectos en las comunidades.

Estimados accionistas, me gustaría cerrar estas líneas, señalándoles mi convicción personal y de la Compañía de que estamos iniciando un camino nuevo y lleno de desafíos, un camino que llevará a Enersis a ser una empresa más cercana a quienes habitan en el entorno de nuestras instalaciones, más dialogante y en sintonía con las necesidades de la sociedad, y que seguirá acompañando de forma relevante el desarrollo de los países en los que operamos. Mi certeza es que Enersis cuenta con el talento profesional y el compromiso para abordar con éxito este desafío, y de esa manera seguir siendo una fuente de valor para las comunidades, sus trabajadores y sus accionistas.

Francisco de Borja Acha Besga



Presidente

Hitos 2015



ENERO

Luca D'Agnesse asume como gerente general de Enersis

El directorio de Enersis, en sesión del 29 de enero de 2015 aprobó la designación de Luca D'Agnesse como gerente general de la compañía. Luca D'Agnesse se desempeñó desde julio de 2014 como director del negocio de Europa del Este del Grupo Enel, siendo además, presidente de Slovenské Elektrárne, rol que asumió en mayo de 2014, después de tres años como country manager del Grupo en Rumania.

Endesa Chile concreta venta de túnel El Melón

Endesa Chile, en conjunto con su filial Compañía Eléctrica Tarapacá, aceptó la oferta vinculante presentada por un fondo privado administrado por Independencia SA, por el 100% de la filial Túnel El Melón, por \$25.000 millones. La enajenación de Túnel El Melón se enmarca dentro del proceso de venta de activos no estratégicos del Grupo.

Central a Gas Natural San Isidro obtiene certificación en Sistema de Gestión de Energía

La central a gas natural que opera Endesa Chile en la Región de Valparaíso obtuvo la certificación por la implementación del Sistema de Gestión de Energía (SGE), sobre la base de la norma internacional ISO 50001, Energy Management Systems, y que tiene como propósito mejorar el desempeño, aumentar la eficiencia y reducir impactos ambientales, además de ampliar sus ventajas competitivas, sin alterar la productividad. En diciembre de 2013, San Isidro se convirtió en la primera central de generación del país en obtener el Sello de Eficiencia Energética, reconocimiento que otorga el Ministerio de Energía.

Endesa Chile detuvo el desarrollo de la central Punta Alcalde

El Directorio de Endesa Chile decidió detener el desarrollo del proyecto Punta Alcalde y de la línea de transmisión relacionada, a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad, provisionado el valor de activos no recuperables por un monto de \$12.582 millones de pesos chilenos (unos US\$22 millones), cifra que afectó el resultado neto de la compañía del ejercicio 2014 en \$9.184 millones.

Endesa Chile provisiona US\$121 millones por deterioro de la inversión en HidroAysén

El Directorio de Endesa Chile, en su sesión celebrada el 29 de enero, decidió registrar una provisión por el deterioro de su participación en HidroAysén por un monto de \$69.066 millones, unos US\$121 millones, monto que afectó el resultado neto de la compañía en 2014.

Se firma protocolo de acuerdo que cierra proceso de Consulta Indígena por línea de transmisión Neltume-Pullinque

Con la firma del Protocolo de Acuerdo Final entre la Comunidad Juan Quintuman y el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Los Ríos, y la ratificación por parte de Endesa Chile de los puntos que contempla el documento, finalizó el proceso de Consulta Indígena que partió en mayo de 2013. Los acuerdos y compensaciones contemplan proyectos de infraestructura, mejoramiento de viviendas y otras iniciativas de beneficio a menores de edad y adultos mayores de la comunidad.

Culmina Proyecto SALACO

Rehabilitación de 6 unidades generadoras (de las Centrales Salto II, Laguneta y Colegio, actualmente conocida como Dario Valencia Samper) que sumaron 144,8 MW al Sistema Interconectado de Colombia, a través de generación a filo de agua, uno de los sistemas de generación de energía más sostenibles y limpios que existen, teniendo en cuenta que para su operación solo necesita la corriente del río.

Récord Histórico de Generación en la Cadena Pagua

La generación de energía acumulada anual de las Centrales Paraíso y Guaca, en Colombia alcanzó un récord histórico de 4345,61 GWh, superando en 2,8% la generación de 2013. Este buen resultado se obtuvo gracias a la gestión de operación y mantenimiento confiable, que permitió la alta disponibilidad de las seis unidades de generación de la cadena Pagua.

FEBRERO

Endesa Chile anuncia nueva estructura organizacional

El Directorio de la compañía aprobó la nueva estructura organizacional y la designación de nuevos ejecutivos, en línea con los desafíos y metas que se ha trazado el Grupo. Así, Ramiro Alfonsín, subgerente general de la compañía, pasó a desempeñarse también como gerente de Finanzas y Administración, asumiendo ambas responsabilidades. Dentro de los nombramientos, Claudio Helfmann asumió la gerencia de Desarrollo de Negocios; Bernardo Canales la gerencia de Ingeniería y Construcción, y Humberto Espejo la gerencia de Trading y Comercialización. La estructura organizacional de Endesa Chile está compuesta por las gerencias general, subgerencia general y de finanzas y administración, fiscalía, gerencia de planificación y control, gerencia de trading y comercialización, gerencia de desarrollo de negocio, gerencia de ingeniería y construcción, y gerencia de comunicación.



MARZO

Enersis designó a Pedro Urzúa como nuevo gerente de Relaciones Institucionales de Chile

Pedro Urzúa, asumió sus funciones el día 02 de marzo de 2015. Es periodista de la Universidad de Artes y Ciencias de la Comunicación (UNIACC) y se ha desempeñado como gerente de Relaciones Institucionales de Chile y Países Andinos de Enel Green Power, director de Asuntos Corporativos de Enap, director de la Fundación Acción RSE y director de Comunicaciones de ENAP Sipetrol, entre otros.

Comisión de Evaluación Ambiental de la Región del Biobío aprobó proyecto de optimización de Bocamina II

La entidad aprobó el proyecto de optimización de la central Bocamina II, cumpliendo una importante etapa dentro del proceso de evaluación de la planta y que dará paso a la implementación de importantes mejoras como la cobertura de las canchas de carbón y la instalación de filtros para el sistema de enfriamiento con agua de mar.

Primera electrolinera pública de Colombia

Con una inversión cercana a los US\$ 92.000, tiene una capacidad real de hasta 96 recargas diarias, lo que permite atender 280 vehículos al mes. Presta servicio 24/7 para todos los vehículos eléctricos particulares que circulan en la ciudad de Bogotá. Se desarrolló en conjunto con BMW, Nissan, Renault y ByD está equipada con conectores compatibles con todas las marcas.

Premio Mejor Gobierno Corporativo para Emgesa

La revista inglesa World Finance reconoció a Emgesa como la empresa colombiana con el mejor gobierno corporativo para el 2015. Este galardón se otorga tras un proceso de votación de los lectores de la revista y de entidades financieras, en el que eligen cuál es la empresa que cumple con los mejores estándares de Gobierno Corporativo por país.

ABRIL

El Directorio de Enersis ha resuelto iniciar los análisis de una reorganización societaria de sus actividades de generación y distribución en Chile y Sudamérica

El 28 de abril y, por unanimidad de sus miembros, el Directorio de Enersis decidió iniciar los análisis de una reorganización societaria tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución desarrolladas en Chile, de aquellas realizadas en el resto de la región. El objetivo de esta reorganización es resolver ciertas duplicidades y redundancias que se desprendían de la compleja estructura societaria del Grupo Enersis y la generación de valor para todos sus accionistas.

Enrico Viale es elegido presidente de Endesa Chile

Durante la celebración de la Junta Ordinaria de Accionistas el 27 de abril, se procedió a la renovación de los directores de la compañía. Fueron elegidos Enrico Viale, Ignacio Mateo, Francesco Buresti, Vittorio Vagliasindi, Francesca Gostinelli, Felipe Lamarca, Isabel Marshall, Enrique Cibié y Jorge Atton. En sesión de Directorio de Endesa Chile, se eligió como presidente de la compañía a Enrico Viale, mientras que Ignacio Mateo asumió como vicepresidente. El Comité de Directores quedó compuesto por Enrique Cibié, Jorge Atton y Felipe Lamarca.

Parten pruebas de Bocamina I con mejoras ambientales

Endesa Chile inició el proceso de las pruebas en Bocamina I con la finalidad de reanudar la operación de esta unidad, detenida en septiembre de 2014 para la implementación de mejoras ambientales y técnicas, en el marco de un programa de mantenimiento mayor. Con esto, la compañía dio un paso más en el proceso de normalización de las operaciones del complejo ubicado en Coronel, realizando todas las pruebas necesarias que permitan asegurar el buen funcionamiento de las mejoras introducidas.

Endesa Chile recibe Resolución de Calificación Ambiental por Bocamina II

La Comisión de Evaluación Ambiental (CEA) de la Región del Biobío notificó a Endesa Chile sobre la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto de optimización de Bocamina II, ratificando la votación favorable que obtuvo la iniciativa el 16 de marzo de 2015. Con esto, la compañía inició el trabajo para dotar de nuevos estándares al complejo Bocamina, e instalarla como una de las mejores centrales de su tipo en Chile, con todas las mejoras técnicas y ambientales exigidas.

Chilectra completó instalación de 10 electrolineras en Santiago

Con el objeto de facilitar y promover la movilidad eléctrica en Chile, Chilectra completó la instalación de 10 electrolineras en Santiago, estableciendo la primera red de puntos de carga interconectados para cuatro comunas de la Región Metropolitana.

MAYO

Central Cipreses de Endesa Chile cumple 60 años generando energía hidroeléctrica desde la Región del Maule

Cipreses fue la primera central hidroeléctrica construida en la cuenca del Río Maule, en mayo de 1955. Cuenta con una potencia instalada de 106 MW y un factor de planta superior al 75% en años de pluviosidad normal.

Endesa Chile inicia proceso de puesta en servicio de Bocamina II

Tras la obtención de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) de Bocamina II, Endesa Chile dio un paso más en el reinicio de las operaciones del complejo termoelectrico en Coronel. El 20 de mayo, la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) se pronunció favorablemente sobre la solicitud de Endesa Chile de calificar una solución técnica transitoria en la succión de las aguas de refrigeración.



Chilectra conecta nueva subestación Chicureo a sistema eléctrico de la Región Metropolitana

En una primera etapa cuenta con una capacidad de 25 MVA, equivalente al suministro de aproximadamente 30.000 hogares. Para una segunda etapa, y de acuerdo a las proyecciones de crecimiento de la demanda de energía eléctrica de la zona norte de Santiago, la subestación contempla la ampliación futura de hasta ocho veces su capacidad inicial, alcanzando los 200 MVA, equivalente al suministro de 500 mil hogares.

Codensa duplica la capacidad de transformación de la subestación de Bacatá

Como parte de la mejora continua de su infraestructura, Codensa amplió la subestación eléctrica Bacatá, convirtiéndola en la más grande de Colombia con 500kV. Con esta obra, la Compañía se fortalece para responder al crecimiento de la demanda de energía de Bogotá y, a su vez, mejora los niveles de calidad del servicio, aportando así a la competitividad de la ciudad y del departamento de Cundinamarca.

JUNIO

Directorio de Enersis informa la renuncia de Jorge Rosenblut y el nombramiento de Borja Acha en su reemplazo

El 30 junio el Directorio de Enersis anunció la renuncia con efecto inmediato del Sr. Jorge Rosenblut como director y presidente del Directorio de Enersis. Se informó también el nombramiento de Sr. Borja Acha Besga como presidente y director de Enersis. Desde 2012, el Sr. Borja Acha se ha desempeñado como Jefe de Asuntos Legales y Corporativos del Grupo Enel, empresa matriz de Enersis. El viernes 26 de junio Carolina Schmidt presentó su renuncia por motivos personales al Directorio de la Compañía. En su reemplazo, el Directorio nombró al Sr. Herman Chadwick Piñera. El Sr. Chadwick es abogado de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

Inicia llenado de El Quimbo

Se llevó a cabo la maniobra que dio inicio al llenado del embalse, luego que las condiciones hidrológicas del río Magdalena fueran las requeridas para garantizar una actividad segura. El cierre de las dos compuertas -estructuras de 65,6 toneladas de peso cada una- se desarrolló con un caudal promedio de 500 metros cúbicos por segundo y contó con el soporte de más de 300 personas.

JULIO

Central Bocamina I reinicia operación comercial

Endesa Chile informó que su central termoeléctrica Bocamina I, de 128 MW de capacidad instalada, reinició su operación comercial, quedando disponible para despacho en la medida que sea requerida. La unidad inició en abril de 2015 el proceso de pruebas con la finalidad de reanudar sus operaciones. En tanto, la segunda unidad de Bocamina, de 350 MW de capacidad, quedó disponible para el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), tras el proceso de puesta en servicio y pruebas operacionales iniciadas en mayo.

Bocamina II queda a disposición del sistema eléctrico

La segunda unidad del complejo Bocamina quedó disponible para el despacho del Centro de Operación del CDEC-SIC. Esto, tras la obtención de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto de optimización de Bocamina II, y luego de introducir una serie de mejoras técnicas y ambientales como la cobertura de las canchas que acopian el carbón, la instalación de filtros de tecnología avanzada en la succión de agua y el monitoreo de calidad del aire en línea, entre otras.

Directorio de Endesa Chile define cartera de proyectos

El Directorio de la generadora revisó y definió la cartera de proyectos, que recoge la nueva visión de la compañía, con foco en la sostenibilidad y creación de valor para las comunidades y sus accionistas. Tal como se anunció en la Junta de Accionistas de abril, el Directorio inició una revisión de la cartera de proyectos, privilegiando una serie de iniciativas de más rápido desarrollo, en colaboración con las comunidades y que se implementen garantizando los más altos estándares ambientales y tecnológicos. En los cuatro países donde está presente la compañía, Argentina, Colombia, Perú y Chile, la cartera cuenta con 6.300 MW de posibles proyectos, los que dependerán de la demanda energética y del contexto de mercado de cada país.

Premio Abradee 2015

Coelce fue elegida la mejor distribuidora de energía de Brasil y, por noveno año consecutivo, como la Mejor distribuidora del Nordeste del país. Además, Coelce está entre las cuatro mejores empresas en Calidad de Gestión.



AGOSTO

Equipos de generación de central Los Cóndores pasan primer examen en Alemania
 Uno de los hitos más relevantes del proyecto hidroeléctrico Los Cóndores se cumplió en Alemania, donde se realizaron con éxito los ensayos en modelo reducido de la turbina de las dos unidades generadoras de la central que se construye en la Región del Maule, y que tendrá una potencia instalada de aproximadamente 150 MW. Para supervisar este proceso, especialistas de la compañía viajaron hasta el laboratorio hidráulico de la empresa Voith Hydro, en la ciudad de Heidenheim, quienes validaron las pruebas y los resultados obtenidos, liberando de este modo el diseño hidráulico, y dando inicio a los diseños de detalle de los equipos de generación principal.

Codensa lanza Aplicación Móvil para Clientes
 La aplicación Móvil Codensa es una solución que permite a los clientes conocer información sobre los valores y fechas a pagar de sus facturas a través del registro de sus cuentas. De igual forma, a través de GPS la aplicación permite a los usuarios generar y consultar los reportes de fallas que pueden afectar su sector, por temas relacionados con alumbrado público, suministro de energía, medidores e infraestructura. Adicionalmente, si el usuario desea conocer la ubicación de los Centros de Servicios Codensa y Puntos de Pago puede realizar esta consulta con la ubicación más cercana o a través de una lista desplegable.

Enel Brasil quedó en el puesto 68 entre 135 empresas en el ranking Great Place to Work
 Este premio es otorgado en conjunto por el Instituto Great Place to Work (GPTW) y la revista Época. Además, Enel Brasil obtuvo el sexto lugar como la Mejor Empresa para Trabajar en Río de Janeiro.

SEPTIEMBRE

Tuneladora que construirá proyecto Los Cóndores finaliza proceso de evaluación en Estados Unidos
 En la ciudad de Ohio, Estados Unidos, en la fábrica de Robbins Company, se realizaron las pruebas de la máquina TBM -Tunnel Boring Machine-, equipo encargado de excavar los cerca de 12 km de túnel de aducción de la central Los Cóndores, que permitirá llevar las aguas desde el embalse laguna de El Maule hasta la caverna de máquina de la planta. El proceso fue supervisado por especialistas de Endesa Chile, quienes verificaron que su desarrollo obedece a los requerimientos definidos por la compañía.

Chilectra se convirtió en la primera empresa de servicios básicos en el mundo que permite pagar la cuenta a través de Twitter
 Desde el 29 de septiembre de 2015, y como parte del proceso de digitalización que está impulsando Chilectra, la cuenta de la luz se puede pagar a través de Twitter, la segunda red social más usada en el país, con casi 2 millones de cuentas activas. Un salto en materia de innovación que se consigue de la mano de #pagotuit, plataforma desarrollada conjuntamente con Uanbai, y que convierte a Chilectra en la primera empresa de servicios básicos del mundo en tener un sistema de pago a través de esta red social.

Chilectra presentó Chispers, la primera plataforma que permite compartir energía para cargar el celular de forma inalámbrica, gratuita y a través de una comunidad
 El 22 de septiembre, el equipo de Innovación de Chilectra lanzó Chispers, una red social que permite compartir energía para cargar el celular de forma inalámbrica, gratuita y a través de una comunidad. El sistema funciona por medio de una red de cargadores inalámbricos ubicados en cafés, universidades y otros espacios públicos.

Codensa y Emgesa, entre las diez empresas que más promueven la equidad de género en Colombia
 Las empresas fueron seleccionadas por sus estrategias para la promoción de prácticas de equidad laboral para ser parte del primer ranking de equidad de género corporativo de Colombia, realizado por Aequales y el Colegio de Estudios Superiores de Administración (CESA). Son las únicas empresas del sector energético y de servicios públicos que clasificaron entre las diez primeras.

Codensa Lanza Aplicación Móvil para la recarga de vehículos eléctricos, EVA
 Es un sistema que permite a las personas gestionar reservas de puntos de carga compatibles con su vehículo eléctrico y tener información de estaciones de carga. Puede ser gestionado de manera automatizada, brindando las mismas funcionalidades de información y carga al cliente final. Este concepto es nuevo en Colombia y en el mundo, siendo la única APP existente, capaz de operar unidades de carga de diferentes marcas.

Enel Brasil y la "Casa del Futuro" en la Expo Milán 2015
 Enel Brasil presentó en la Expo Milán 2015 el proyecto de la primera vivienda hecha por el método crowdsourcing, en el que internautas contribuyeron en el sitio www.nosvivemosoamanha.com.br con ideas para la construcción de la "Casa del Futuro." La casa estará lista a fines del primer semestre de 2016 en la ciudad de Niterói, Río de Janeiro, Brasil. El proyecto se está realizando gracias al programa de eficiencia energética de la distribuidora Ampla.



OCTUBRE

Endesa Chile, Energas y PF inauguran la llegada del gas natural a la Región del Maule
Con la presencia del Ministro de Energía, Máximo Pacheco, se inauguró en Talca la primera Planta Satelital de Regasificación (PSR) de GNL distrital de Chile, la que permite que el Gas Natural y sus múltiples beneficios sean una realidad en la zona, tanto para uso comercial como de distribución domiciliaria. La planta, propiedad de Endesa Chile, se concreta gracias a una alianza formada entre la generadora, GasValpo -a través de Energas- y Productos Fernández, incorporando así una alternativa energética altamente eficiente, amigable con el medio ambiente y con precios competitivos.

Parte conexión de nuevos filtros Johnson en Bocamina II
Endesa Chile inició la conexión de nuevos filtros, de avanzada tecnología, al sifón de captación de agua de la unidad generadora que opera en Coronel. Los filtros, denominados "Johnson" permitirán minimizar el impacto en el medio marino.

Enel Brasil fue elegida como una de las 150 mejores empresas para trabajar en el "Guía Vocé S/A Exame 2015"
La compañía se destacó entre las del sector eléctrico, obteniendo el séptimo lugar. Esta fue la primera vez en que todas las empresas del sector participaron de manera conjunta en la premiación.



NOVIEMBRE

Endesa Chile informa al Superintendente del Medio Ambiente que adelantó puesta en operación de filtros Johnson de Bocamina II
Endesa Chile confirmó al Superintendente del Medio Ambiente, Cristián Franz, que adelantó la puesta en marcha de los filtros para Bocamina II, dejándolos operativos desde el 27 de octubre, dos meses antes del compromiso fijado con la autoridad.

Municipalidad de Coronel, Fundación Integra y Endesa Chile inauguran jardín infantil Rayún

Con la presencia del Alcalde de Coronel, Leonidas Romero, se inauguró el nuevo Jardín Infantil y Sala Cuna Rayún, un moderno recinto que cuenta con óptimas instalaciones para atender a niñas y niños de la zona. Endesa Chile realizó un aporte de \$250 millones para el diseño y construcción del recinto, que se emplaza en el sector La Peña, y que presta atención a más 100 menores de cuatro niveles educativos, desde 84 días hasta los 4 años y 11 meses.



Chilectra se adjudicó el suministro eléctrico de Consorcio Aeropuerto Nuevo Pudahuel

A través de un proceso de licitación, Chilectra se adjudicó los requerimientos de suministro eléctrico para el periodo entre 2016 y 2018 del nuevo concesionario del Aeropuerto Internacional de Santiago, "Nuevo Pudahuel", con lo cual la compañía eléctrica se mantiene como el proveedor de energía del principal terminal aéreo del país.

El proyecto de la nueva concesión requerirá de más energía para lo que será necesaria la construcción del nuevo terminal internacional, el que tendrá más de 175.000M², y la renovación del actual aeropuerto que será destinado a los vuelos nacionales, lo que elevará la capacidad del terminal aéreo a 30 millones de pasajeros anuales.

De este modo, está proyectado que los requerimientos de energía se dupliquen en un periodo de 3 años.



Entra en operación central El Quimbo

Luego de cinco años de construcción, la nueva central hidroeléctrica de El Quimbo inició el 16 de noviembre la generación oficial para entregar energía al sistema eléctrico colombiano. La energía anual promedio de El Quimbo es de 2.216 GWh, equivalente a 4% de la demanda de Colombia. El Quimbo, junto con Betanía, constituirán una cadena de generación en el río Magdalena que aportará 8% de la demanda nacional. Unas 6.500 personas trabajaron en la construcción de El Quimbo.

Codensa y Emgesa primeras empresas del sector eléctrico en recibir el Sello de Equidad Laboral – EQUIPARES

Es una iniciativa del Ministerio del Trabajo de Colombia que cuenta con el respaldo de la Consejería Presidencial para la Equidad de la Mujer y el apoyo técnico del Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo, PNUD. Este sello certifica el claro enfoque de las compañías en el desarrollo de prácticas de equidad laboral que buscan asegurar que hombres y mujeres tengan acceso a las mismas oportunidades. Dentro de las buenas prácticas que fueron destacadas, figuran los programas que impactan positivamente la calidad de vida de los empleados y el compromiso de todos los niveles de las compañías para apoyar todos los programas e iniciativas y convertir el concepto de equidad en un eje importante de la estrategia general de las compañías.



Proyecto Telecontrol de Codensa alcanza su meta

Con un cumplimiento de 100% de lo programado en el 2015, avanzó el proyecto de Telecontrol, con el que Codensa está modernizando sus redes de distribución en Bogotá y Cundinamarca. Durante el 2015 se instalaron 1.674 equipos, que permiten operar la red de una manera más eficiente frente a las fallas del servicio, conocer de manera más precisa la ubicación donde se presenta la falla dentro de un circuito, y reducir la cantidad de clientes afectados por falla. Hasta el momento, esta solución tecnológica ha permitido disminuir en aproximadamente 15 minutos los tiempos de las mismas. Durante el 2015 se hizo una inversión aproximada de \$69.500 millones de pesos colombianos, de un total de \$238.000 millones del valor de la iniciativa proyectada a tres años.



Codensa participa del Solar Decathlon Latin America & Caribbean 2015 con el proyecto + HUERTO + CASA
Solar Decathlon es una competencia mundialmente por el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), enfocada en la sostenibilidad social y ambiental que busca concientizar sobre la importancia de las energías limpias. Con una inversión de \$70.000 dólares, Codensa y Emgesa patrocinan el proyecto + Huerto + Casa, una vivienda ecológica y auto sostenible con energía renovable desarrollado por 40 estudiantes de la Universidad de Los Andes. Durante el concurso, el proyecto obtuvo cinco importantes premios: sexto lugar en la clasificación general de los 15 proyectos participantes; segundo lugar en la categoría balance energético; segundo lugar en la categoría mercadeo, comunicación y conciencia social; tercer lugar en la categoría diseño urbano y asequibilidad y mención de honor en la categoría arquitectura.

Codensa y Emgesa suben en ranking Merco 2015
En el ranking general de las 100 empresas con mejor reputación en Colombia, Codensa y Emgesa ocupan el puesto 34, escalando 31 posiciones frente a 2014. En el ranking sectorial se situaron en el cuarto lugar, escalando 2 posiciones con respecto al 2014.

Proyecto Moto Generadores de Costanera
Se completó la puesta en servicio con gasoil de los cuatro moto generadores instalados por Hidroeléctrica El Chocón en el predio de central Costanera. Esta obra se ejecutó dentro de los montos presupuestados originalmente y sin registrar accidentes. En los ensayos de recepción, se verificaron los valores contractuales garantizados por Wärtsilä y ya se encuentran completados los estudios eléctricos para la habilitación comercial por parte de CAMMESA.

DICIEMBRE

Enersis se deslista del Latibex

A partir del día 4 de diciembre de 2015, Enersis se deslistó del Latibex, por lo que sus acciones no serán transadas en lo sucesivo en dicha bolsa de valores. Esta solicitud fue planteada por la misma compañía y fue aprobada por el Consejo de Administración de Bolsas y Mercados Españoles, Sistemas de Negociación, S.A.

Accionistas aprueban reestructuración societaria del Grupo Enersis

El 18 de diciembre los accionistas de Enersis, Endesa Chile y Chilectra aprobaron, en Juntas Extraordinarias la reestructuración señalada de Enersis. En marzo de 2016 se concretaron las divisiones previstas y se crearon tres nuevas compañías: Enersis Chile, Endesa Américas y Chilectra Américas. De esta manera, quedaron constituidas seis compañías. En los próximos meses está contemplado que se convoque a Junta Extraordinaria de Accionistas en las tres compañías denominadas Américas para que voten la fusión. Así, Enersis Américas manejará los negocios de generación, distribución y transmisión eléctrica que posee actualmente el grupo en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. En tanto, Enersis Chile quedará como controladora de Endesa Chile y Chilectra Chile.

Endesa Chile desarrollará un nuevo diseño para su proyecto hidroeléctrico Neltume

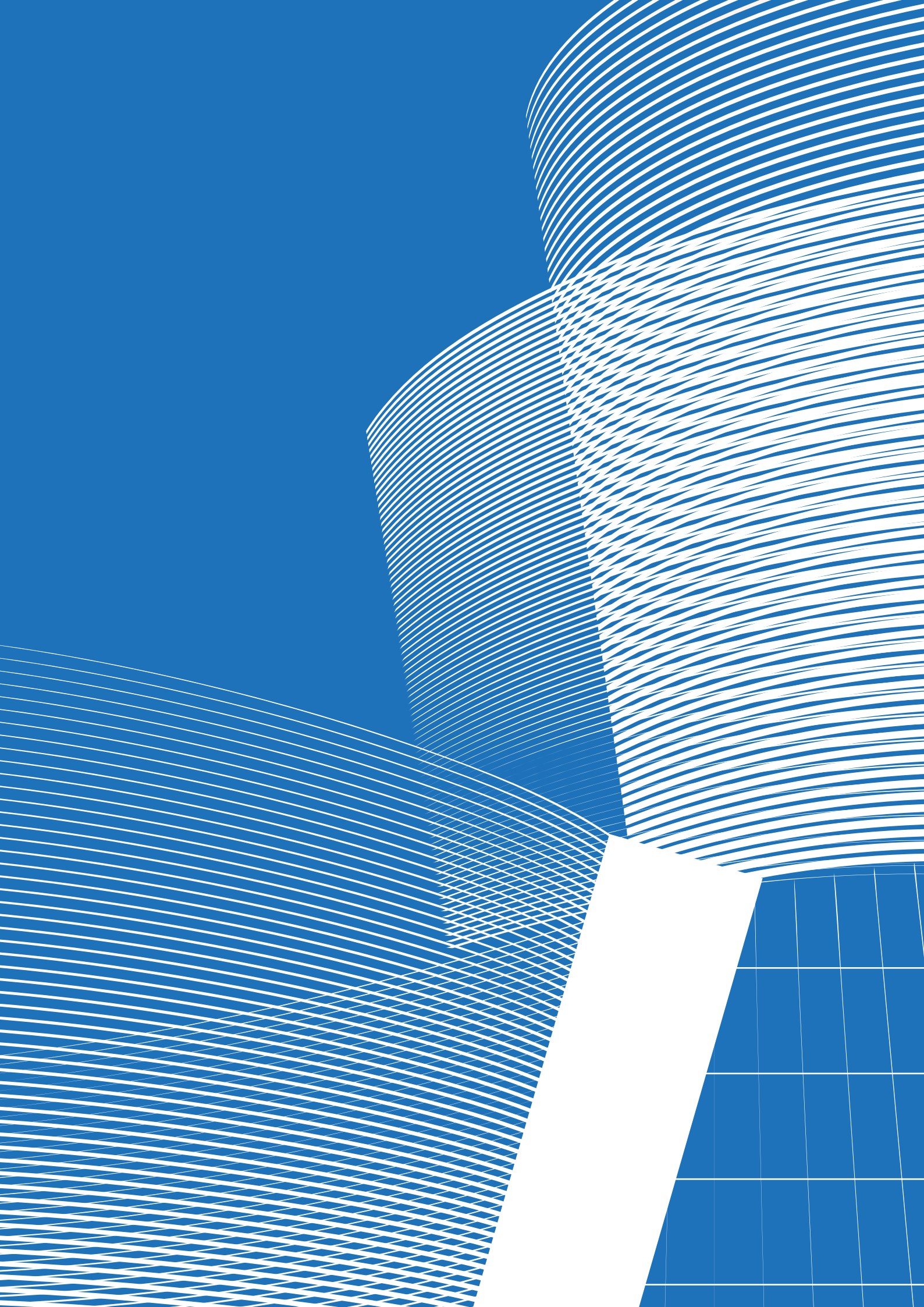
Como parte de su nueva estrategia de sostenibilidad y relaciones comunitarias, Endesa Chile desarrollará iniciativas de generación con un enfoque colaborativo con las comunidades. En ese marco, y escuchando y comprendiendo la cultura y tradiciones de las localidades del territorio donde se ubica el proyecto Neltume, la compañía ha decidido estudiar nuevas alternativas de diseño, en especial, respecto de la descarga sobre el lago Neltume, lo cual ha sido planteado por las comunidades en diversas instancias de diálogo. Para iniciar una nueva fase de estudio de una alternativa que contemple la descarga de aguas sobre el río Fuy, Endesa Chile retiró el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la central, el que se encontraba en evaluación ambiental en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Los Ríos.

Proyecto Modernización con Iluminación LED del Alumbrado Público

Codensa avanzó en el proyecto de modernización del alumbrado público de Bogotá con tecnología LED con la instalación de cerca de 10.500 luminarias, correspondientes a la primera fase del plan, en el cual se invirtieron durante el 2015 cerca de \$19.000 millones. El proyecto busca mejorar la iluminación las vías y los sectores con mayores índices de inseguridad en la ciudad. Entre otros, se modernizaron importantes sectores y vías como San Victorino, la carrera 10, la calle 72, la calle 53, la avenida Jiménez y la avenida Caracas.



Principales Indicadores
Financieros y de Operación



Al 31 de diciembre de cada año (cifra en millones de pesos nominales)⁽¹⁾

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Activo total	13.005.845	13.733.871	13.317.834	15.177.664	15.921.322	15.449.079
Pasivo exigible total	6.491.817	6.837.717	6.354.065	6.670.199	7.642.104	7.257.466
Ingresos de explotación	6.563.581	6.534.880	6.577.667	6.264.446	7.253.876	7.698.847
Ebitda	2.261.691	2.127.368	1.982.924	2.251.489	2.300.020	2.289.133
Resultado neto ⁽²⁾	486.227	375.471	377.351	658.514	610.158	661.587
Índice de liquidez	0,97	1,03	0,99	1,31	1,23	1,06
Coeficiente de endeudamiento ⁽³⁾	1,00	0,99	0,91	0,78	0,92	0,89

Al 31 de diciembre de cada año ⁽⁴⁾

Negocio de generación	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ARGENTINA						
Número de trabajadores	426	473	501	628	645	657
Número de unidades generadoras	20	20	20	25	25	25
Capacidad instalada (MW)	3.652	3.652	3.652	4.522	4.522	4.522
Energía eléctrica generada (GWh)	10.940	10.713	11.207	14.422	14.390	15.204
Ventas de energía (GWh)	11.378	11.381	11.852	16.549	15.276	15.770
BRASIL						
Número de trabajadores	193	202	197	200	208	194
Número de unidades generadoras	13	13	13	13	13	13
Capacidad instalada (MW)	987	987	987	987	987	987
Energía eléctrica generada (GWh)	5.095	4.129	5.183	4.992	5.225	4.398
Ventas de energía (GWh)	6.790	6.828	7.291	6.826	7.108	6.541
CHILE						
Número de trabajadores	607	1.081	1.141	1.141	1.261	995
Número de unidades generadoras	107	104	105	105	111	111
Capacidad instalada (MW)	5.611	5.221	5.571	5.571	6.351	6.351
Energía eléctrica generada (GWh)	20.914	19.296	19.194	19.432	18.063	18.294
Ventas de energía (GWh)	21.847	20.315	20.878	20.406	21.157	23.558
COLOMBIA						
Número de trabajadores	444	498	517	563	589	484
Número de unidades generadoras	30	30	30	29	32	36
Capacidad instalada (MW)	2.914	2.914	2.914	2.925	3.059	3.459
Energía eléctrica generada (GWh)	11.283	12.051	13.251	12.748	13.559	13.705
Ventas de energía (GWh)	14.817	15.112	16.304	16.090	15.773	16.886
PERÚ						
Número de trabajadores	244	247	263	316	324	292
Número de unidades generadoras	25	25	25	27	27	27
Capacidad instalada (MW)	1.668	1.668	1.657	1.842	1.949	1.983
Energía eléctrica generada (GWh)	8.466	8.980	8.570	8.489	9.062	8.801
Ventas de energía (GWh)	8.598	9.450	9.587	9.497	9.916	9.283
TOTAL						
Número de trabajadores	1.914	2.501	2.624	2.853	3.032	2.619
Número de unidades generadoras	195	192	193	199	208	212
Capacidad instalada (MW)	14.832	14.442	14.781	15.847	16.868	17.302
Energía eléctrica generada (GWh)	56.698	55.169	57.405	60.083	60.299	60.403
Ventas de energía (GWh)	63.430	63.086	65.913	69.368	69.230	72.039

Al 31 de diciembre de cada año

Negocio de distribución	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ARGENTINA						
Ventas de energía (GWh) ⁽⁵⁾	16.759	17.233	17.338	18.137	17.972	18.492
Número de clientes	2.352.720	2.388.605	2.388.675	2.444.013	2.464.117	2.479.559
Pérdidas de energía	6,10%	10,50%	10,6%	10,80%	10,75%	12,30%
Número de trabajadores	2.627	2.849	2.948	3.320	3.823	4.142
Clientes / trabajadores	896	838	810	736	645	596
BRASIL						
Ventas de energía (GWh) ⁽⁵⁾	18.777	19.193	20.694	21.767	22.842	22.776
Número de clientes	5.665.195	5.867.888	6.050.522	6.301.582	6.500.500	6.754.327
Pérdidas de energía	16,80%	16,20%	16,30%	16,10%	16,42%	17,3%
Número de trabajadores	2.484	2.496	2.382	2.370	2.415	2.348
Clientes / trabajadores	2.281	2.351	2.540	2.659	2.732	2.877
CHILE						
Ventas de energía (GWh) ⁽⁵⁾	13.098	13.697	14.445	15.152	15.690	15.893
Número de clientes	1.609.652	1.637.977	1.658.637	1.693.947	1.737.322	1.780.780
Pérdidas de energía	5,80%	5,50%	5,40%	5,30%	5,32%	5,31%
Número de trabajadores	719	712	734	745	690	688
Clientes / trabajadores	2.239	2.301	2.260	2.274	2.518	2.596
COLOMBIA						
Ventas de energía (GWh) ⁽⁵⁾	12.515	12.857	13.364	13.342	13.660	13.946
Número de clientes	2.546.559	2.616.909	2.712.987	2.686.919	2.772.376	2.865.159
Pérdidas de energía	8,50%	8,10%	7,50%	7,00%	7,19%	7,30%
Número de trabajadores	1.083	1.101	1.127	1.036	1.043	947
Clientes / trabajadores	2.351	2.377	2.407	2.594	2.658	2.771
PERÚ						
Ventas de energía (GWh) ⁽⁵⁾	6.126	6.572	6.863	7.045	7.338	7.624
Número de clientes	1.097.533	1.144.034	1.203.061	1.254.624	1.293.503	1.336.610
Pérdidas de energía	8,30%	8,20%	8,20%	7,90%	7,95%	8,30%
Número de trabajadores	553	550	607	616	619	570
Clientes / trabajadores	1.985	2.080	1.982	2.037	2.090	2.191
Total						
Ventas de energía (GWh) ⁽⁵⁾	67.275	69.552	72.704	75.443	77.502	78.732
Número de clientes	13.271.659	13.655.413	14.013.882	14.381.085	14.767.818	15.216.435
Pérdidas de energía	9,10%	9,70%	9,35%	9,42%	9,53%	10,10%
Número de trabajadores	7.466	7.708	7.798	8.087	8.590	8.695
Clientes / trabajadores	1.950	1.989	2.000	2.060	2.129	2.206

(1) Cifras contables de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la SVS.

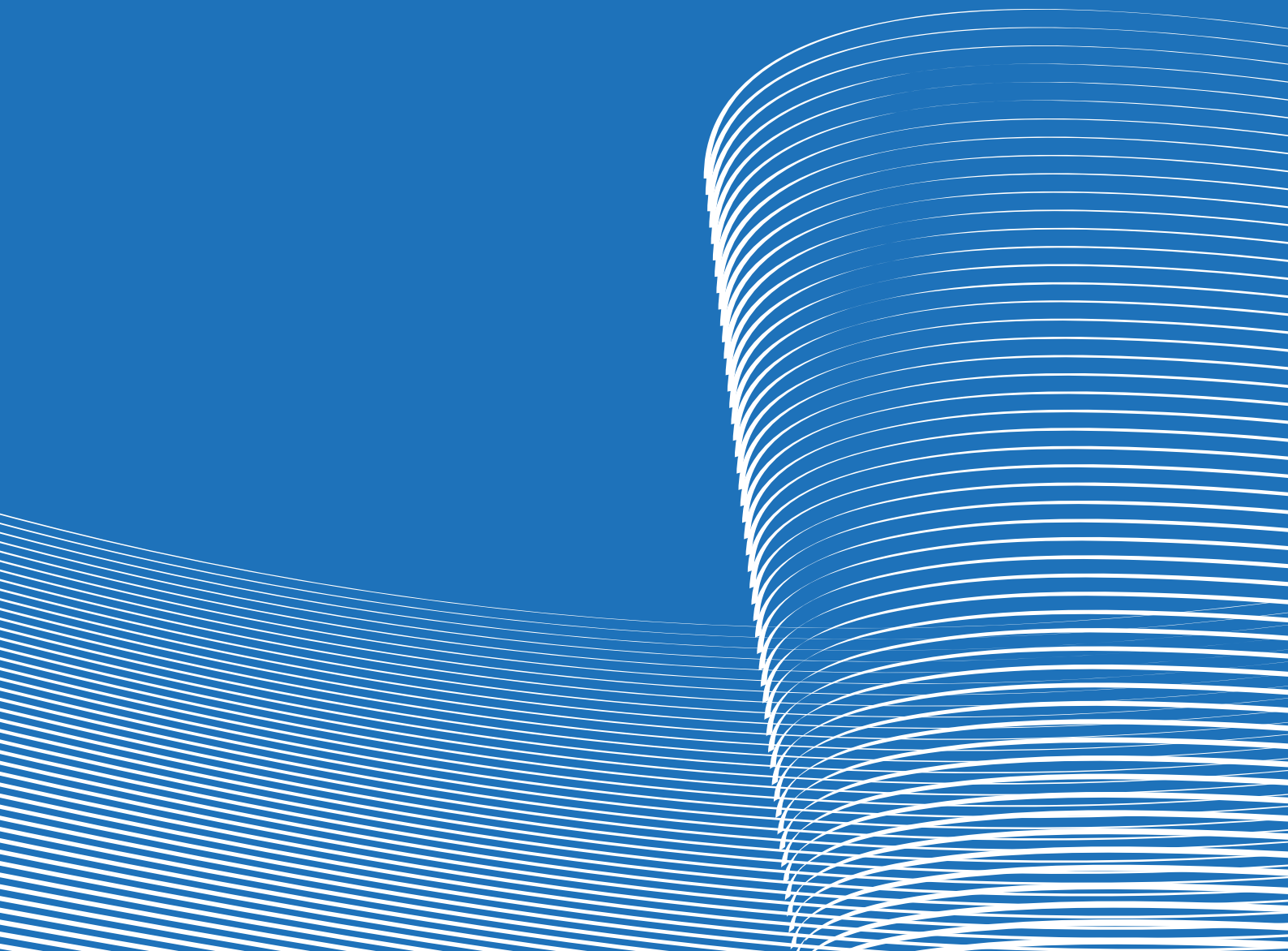
(2) Corresponde al Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante.

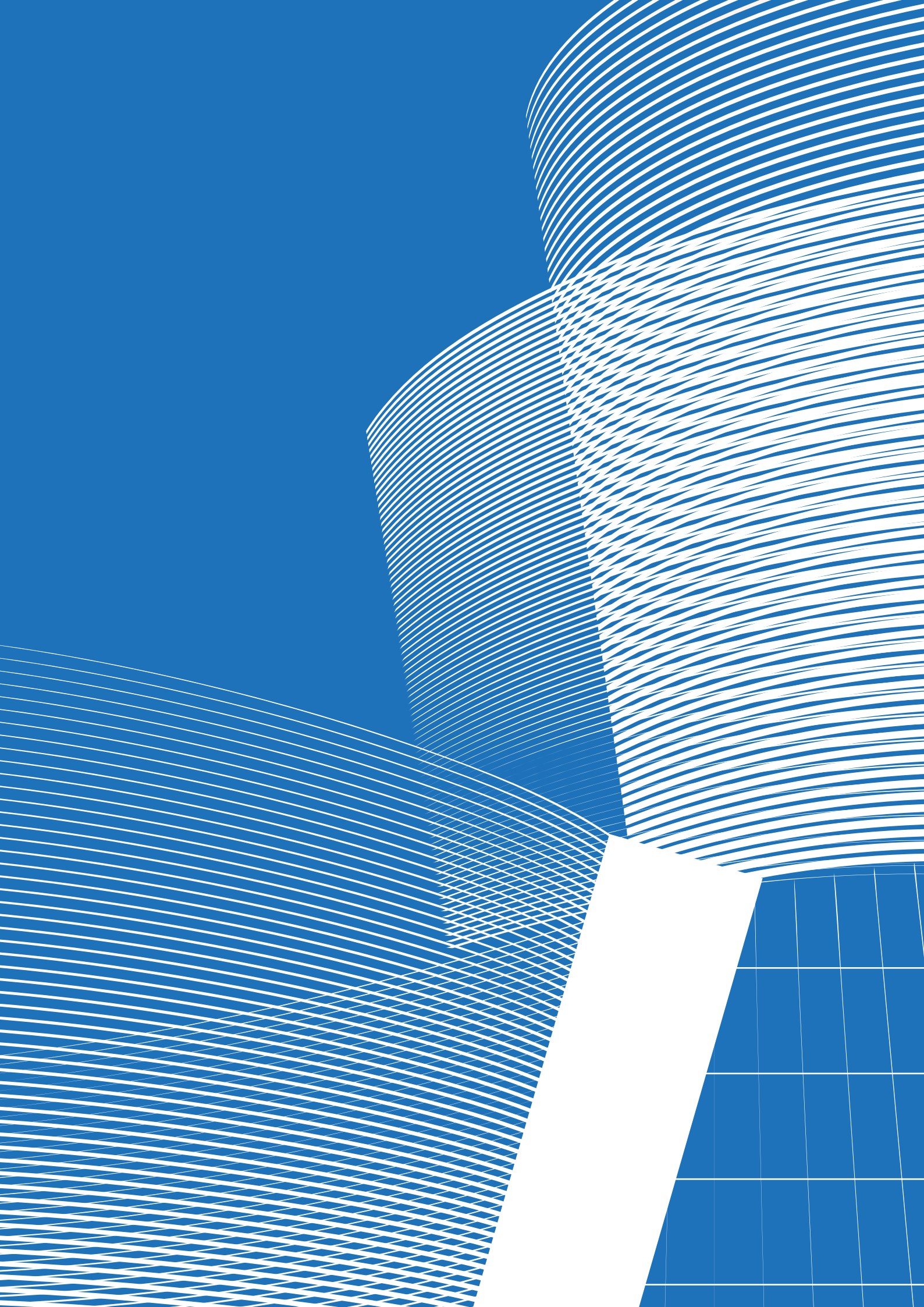
(3) Pasivo total/Patrimonio más Interés Minoritario.

(4) Hasta el 31 de diciembre de 2012, las empresas de control conjunto fueron consolidadas usando el método de consolidación proporcional. A partir del 1 de enero de 2013 se empezó a contabilizar estas empresas de control conjunto usando el método de patrimonio, como lo requiere la norma IFRS 11, "Acuerdos Conjuntos". Este cambio afecta la contabilización de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., Inversiones GasAtacama Holding Ltda., y sus filiales, Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. y sus filiales, y Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, fueron reformulados para mostrar de manera retrospectiva el efecto de la aplicación de la norma IFRS 11. Estos cambios no tienen efectos sobre el patrimonio o la utilidad neta, en ambos casos, atribuible a los accionistas de Enersis. Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2010 y para los años anteriores terminados en esa fecha, son presentados en la forma en que fueron originalmente preparados, de acuerdo con IFRS, según las normas de IASB, y no reflejan la aplicación de la norma IFRS 11.

(5) Por cambios de criterio, no se incluye consumos no facturables (CNF) para los años 2014 y 2015.

Identificación de la Compañía y Documentos Constitutivos







Identificación de la Compañía

Nombre o razón social	Enersis S.A.(1)
Domicilio	Santiago de Chile, pudiendo establecer agencias o sucursales en otros puntos del país o en el extranjero
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Abierta
Rut	94.271.000-3
Dirección	Santa Rosa N° 76, Santiago, Chile
Código postal	833-009 SANTIAGO
Teléfonos	(56-2) 2353 4400 - (56-2)2 378 4400
Casilla	1557, Santiago
Inscripción Registro de Valores	N° 175
Audidores externos	Ernst & Young
Capital suscrito y pagado (M\$)	5.669.280.725
Sitio web	www.enersis.cl
Correo electrónico	informaciones@enersis.cl
Teléfono Relación con Inversionistas	(56-2) 2353 4682
Nemotécnico en bolsas chilenas	ENERSIS
Nemotécnico en Bolsa de Nueva York	ENI
Nemotécnico en Bolsa de Madrid	XENI
Banco custodio programa ADR's	Banco Santander Chile
Banco depositario programa ADR's	Citibank N.A.
Banco custodio Latibex (2)	Banco Santander, S.A.
Entidad de enlace Latibex (2)	Banco Santander, S.A.
Clasificadores de riesgo nacionales	Feller Rate, Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada
Clasificadores de riesgo internacionales	Fitch Ratings, Moody's y Standard & Poor's

(1) En Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 18 de diciembre de 2015 se acordó el cambio de su denominación social, pasando a ser Enersis Américas S.A., efectivo desde el día 1 de marzo de 2016.

(2) Con fecha 30 de noviembre, el Consejo de Administración de Bolsas y Mercados Españoles, Sistemas de Negociación, S.A., en uso de las facultades que le confiere el Reglamento del Mercado de Valores Latinoamericanos ("Latibex"), y en atención a la solicitud efectuada por Enersis S.A., acordó la suspensión de la contratación de acciones de Enersis S.A. a partir del 1 de diciembre de 2015 y resolvió excluir de negociación del Latibex las acciones emitidas por dicha Compañía, con efecto a partir del día 4 de diciembre de 2015. Lo señalado implica que Enersis S.A., a partir de la fecha antes señalada se deslistó del Latibex y que sus acciones no serán transadas en lo sucesivo en dicha bolsa de valores.

Documentos Constitutivos

La sociedad que dio origen a Enersis S.A. se constituyó, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., según consta en escritura pública del 19 de junio de 1981, otorgada en la notaría de Santiago de Patricio Zaldívar Mackenna y modificada por escritura pública el 13 de julio del mismo año, extendida en la misma notaría. Se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos por resolución N°409-S del 17 de julio de 1981, de la Superintendencia de Valores y Seguros. El extracto de la autorización de existencia y aprobación de los estatutos fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 13.099, N°7.269 correspondiente al año 1981, y se publicó en el Diario Oficial el 23 de julio de 1981. A la fecha, los estatutos sociales de Enersis han sido objeto de diversas modificaciones.

Con fecha 1 de agosto de 1988, la sociedad pasó a denominarse Enersis S.A.

Por Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 18 de diciembre de 2015 se acordó dividir la Compañía en dos sociedades, surgiendo de esta división la nueva sociedad anónima abierta "Enersis Chile S.A.," regida por el Título XII del D.L. 3500. Dicha Junta Extraordinaria de Accionistas aprobó, entre otras materias, la consiguiente disminución del capital de Enersis S.A. producto de la división, y la distribución del patrimonio social entre la sociedad dividida y la sociedad creada; además, entre otras modificaciones estatutarias, se modificaron la razón social, que pasó a ser "Enersis Américas S.A." y el objeto social. Esta modificación consta en escritura pública del 08 de enero de 2016, otorgada en la notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 4013, N°2441 del Registro de Comercio del año 2016 y publicado en el Diario Oficial el 10 de febrero de 2016.



Objeto Social

Conforme a modificación estatutaria aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 18 de diciembre de 2015, formalizada por escritura pública de fecha 8 de enero de 2016, extendida en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto se inscribió a fs. 4013 N° 2441 del Registro de Comercio de 2016 del Conservador de Bienes Raíces de Santiago y se publicó en el Diario Oficial del día 22 de enero de 2016. Un extracto rectificatorio fue inscrito a fs. 10.743 N° 6.073 del mismo Registro, año y Conservador y fue publicado en el Diario Oficial del día 10 de febrero de 2016.):

La Sociedad tendrá como objeto realizar, en el país o en el extranjero la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. Tendrá también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y coligadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualesquiera de los siguientes: (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía, (iii) las telecomunicaciones e informática, y (iv) negocios de intermediación a través de Internet.

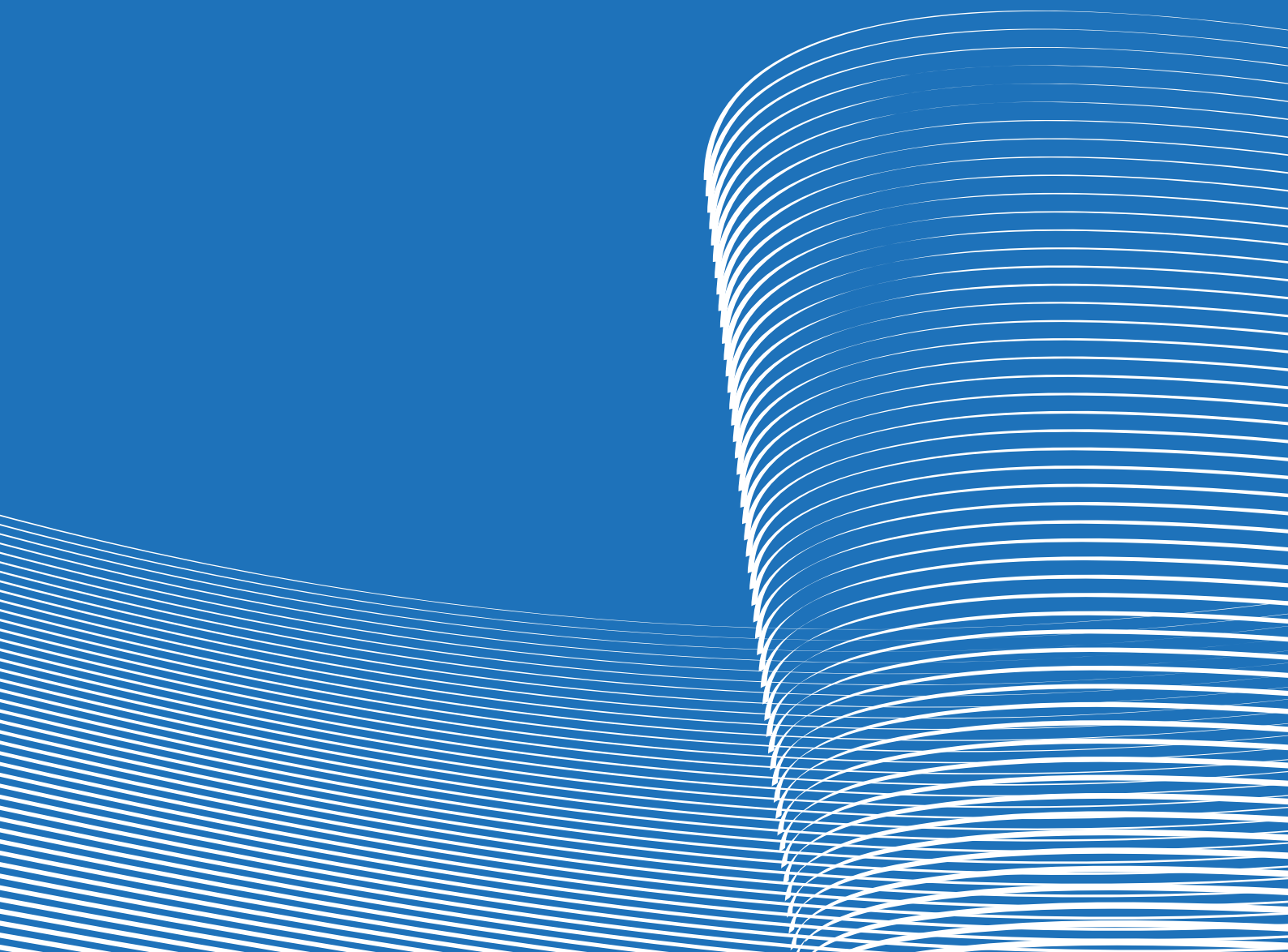
En el cumplimiento de su objeto principal la Sociedad desarrollará las siguientes funciones: a) Promover, organizar, constituir, modificar, disolver o liquidar sociedades de cualquier naturaleza, cuyo objeto social sea relacionado a los de la Sociedad. b) Proponer a sus empresas filiales las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que éstas deberán ceñirse. e) Supervisar la gestión de sus empresas filiales. d) Prestar a sus empresas relacionadas, a las filiales y coligadas los recursos financieros necesarios para el desarrollo de sus negocios y, además, prestar a sus empresas filiales servicios gerenciales; de asesoría financiera, comercial, técnica y legal; de auditoría y, en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño.

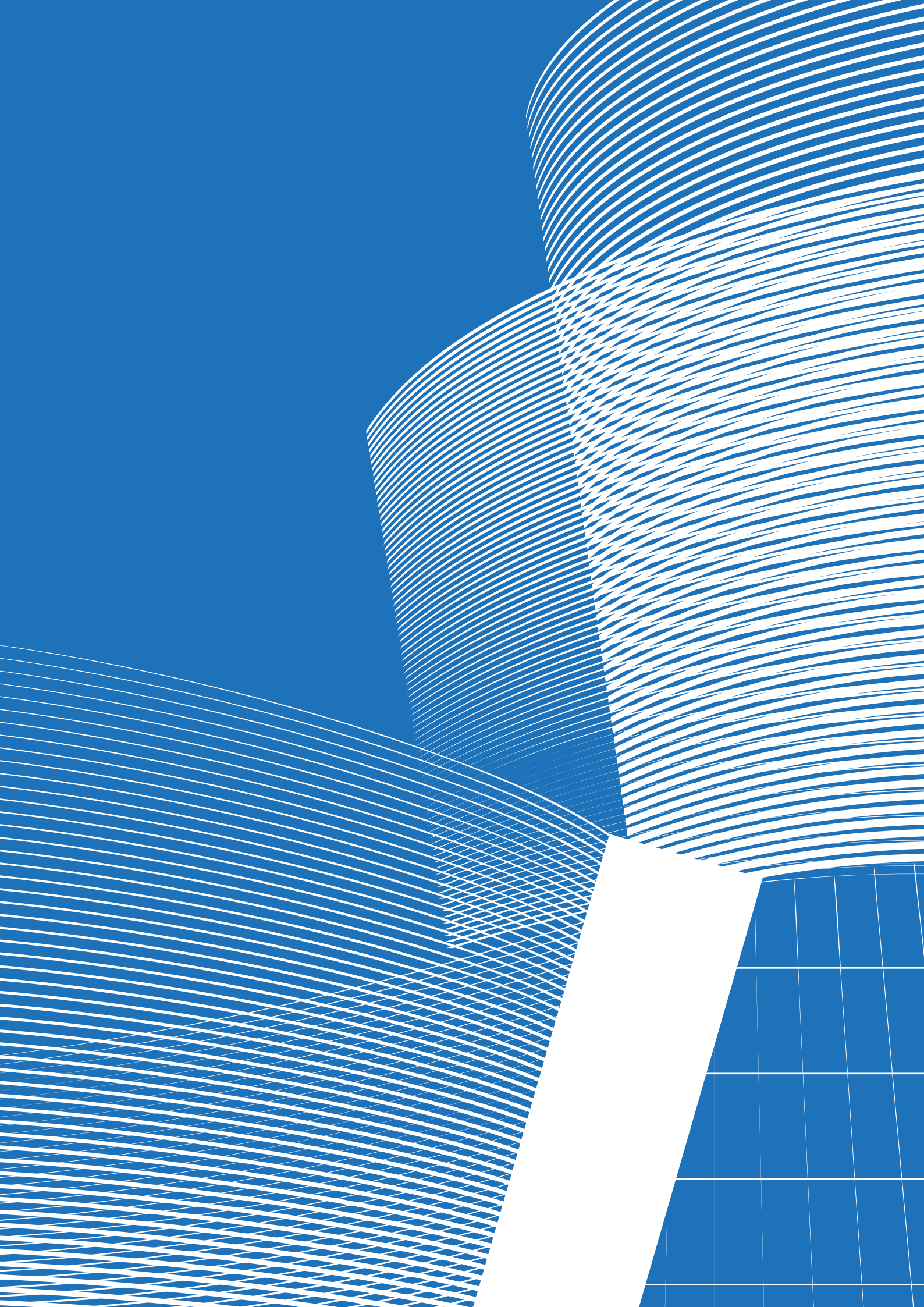
Además de su objeto principal y actuando siempre dentro de los límites que determine la Política de Inversiones y Financiamiento aprobada en Junta de Accionistas, la Sociedad podrá invertir en:

Primero. La adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, intermediación, comercialización y enajenación de toda clase de bienes muebles e inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas. Segundo. Toda clase de activos financieros, incluyendo acciones, bonos y debentures, efectos de comercio y, en general, toda clase de títulos o valores mobiliarios y aportes a sociedades, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas.



Propiedad y Control







Estructura de Propiedad

El capital de la compañía se divide en 49.092.772.762 acciones, sin valor nominal, todas de una misma y única serie.

Al 31 de diciembre de 2015, se encontraban suscritas y pagadas el total de las acciones cuya propiedad se distribuía de la siguiente manera:

Accionistas	Número de acciones	Participación
Enel Latinoamérica S.A.	19.794.583.473	40,32%
Enel Iberoamérica S.R.L.	9.967.630.058	20,30%
Administradoras de Fondos de Pensiones	5.873.538.625	11,96%
ADR'S (Citibank N.A. según circular N°1.375 de la SVS)	4.984.301.300	10,15%
Fondos de Inversión Extranjeros	2.728.916.139	5,56%
Banco de Chile por cta. de terceros	2.499.152.073	5,09%
Corredores de Bolsa, Cías. de Seguros y Fondos Mutuos	2.260.114.335	4,60%
Otros Accionistas	984.536.759	2,01%
Total Acciones	49.092.772.762	100,00%

Identificación de los Controladores

De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, Enersis S.A., hoy denominada Enersis Américas S.A., es controlada por Enel S.p.A., sociedad italiana, a través de la sociedad española Enel Iberoamérica, S.R.L., con un 20,30% de las acciones emitidas por Enersis S.A., y a través de Enel Latinoamérica, S.A., también española, con un 40,32% de las acciones emitidas por Enersis S.A., hoy denominada Enersis Américas S.A.

Enel Sp.A controla el 100% de Enel Iberoamérica, S.R.L y ésta el 100% de Enel Latinoamérica, S.A.

Accionistas de Enel S.p.A a Fecha 31 de Diciembre 2015

Ministero dell'Economia e delle Finanze de Italia	25,5%
Inversionistas institucionales	50,4%
Otros Accionistas	24,1%
Total	100,0%

Fuente: <https://www.enel.com/en-gb/investors/shareholders>

Los miembros del controlador no tienen acuerdo de actuación conjunta.

Nómina de los Doce Mayores Accionistas de la Compañía

Al 31 de diciembre de 2015, Enersis era propiedad de 6.851 accionistas. Los doce mayores accionistas eran:

Nombre o Razón Social	Rut	Numero de Acciones	Participación
Enel Latinoamérica S.A.	59.072.610-9	19.794.583.473	40,32%
Enel Iberoamérica S.R.L.	59.206.250-K	9.967.630.058	20,30%
Citibank N.A. según Circular 1375 S.V.S.	59.135.290-3	4.984.301.300	10,15%
Banco de Chile por Cuenta de Terceros no Residentes	97.004.000-5	2.499.152.073	5,09%
Banco Itaú por Cuenta de Inversionistas Extranjeros	76.645.030-K	1.407.046.008	2,87%
Banco Santander por Cuenta de Inv Extranjeros	97.036.000-K	1.195.688.888	2,44%
AFP Provida S.A. para Fdo. Pension C	76.265.736-8	1.013.706.040	2,06%
AFP Habitat S A para Fdo Pension C	98.000.100-8	843.387.408	1,72%
AFP Capital S A Fondo de Pension Tipo C	98.000.000-1	623.729.773	1,27%
AFP Cuprum S A para Fdo Pension C	98.001.000-7	594.400.465	1,21%
AFP Provida S.A. para Fdo. Pension B	76.265.736-8	346.537.072	0,71%
AFP Habitat S A Fondo Tipo B	98.000.100-8	340.179.565	0,69%
Subtotal 12 accionistas		43.610.342.123	88,83%
Otros 6.839 accionistas		5.482.430.639	11,17%
TOTAL 6.851 ACCIONISTAS		49.092.772.762	100,00%

Cambios de Mayor Importancia en la Propiedad

Durante el año 2015, los cambios de mayor importancia en la propiedad de Enersis fueron:

Nombre o Razón Social	Rut	Dv	N° de Acciones al 31/12/2014	N° de Acciones al 31/12/2015	Variación %	Variación Número de Acciones
Citibank N.A. Según Circular 1375 S.V.S.	59.135.290	3	5.132.288.300	4.984.301.300	-0,3014%	-147.987.000
Banco de Chile por Cuenta de Terceros No Residentes	97.004.000	5	2.137.510.595	2.499.152.073	0,7366%	361.641.478
AFP Provida S A	98.000.400	7	1.749.539.615	1.740.805.548	-0,0178%	-8.734.067
AFP Habitat S A	98.000.100	8	1.566.165.413	1.541.930.759	-0,0494%	-24.234.654
Banco Itaú por Cuenta de Inversionistas	76.645.030	K	1.425.764.571	1.407.046.008	-0,0381%	-18.718.563
Banco Santander por Cuenta de Inv Extranjeros	97.036.000	K	1.062.573.078	1.195.688.888	0,2712%	133.115.810
AFP Cuprum S A	98.001.000	7	1.248.155.085	1.166.861.779	-0,1656%	-81.293.306
AFP Capital S A	98.000.000	1	1.364.179.175	1.119.381.465	-0,4986%	-244.797.710
Banchile C de B S A	96.571.220	8	288.568.335	314.569.242	0,0530%	26.000.907
Bolsa de Comercio de Santiago Bolsa de Valores	90.249.000	0	365.148.945	279.310.448	-0,1748%	-85.838.497
BCI C De B S A	96.519.800	8	62.530.379	177.106.470	0,2334%	114.576.091
BTG Pactual Chile S A C de B	84.177.300	4	204.370.075	134.297.632	-0,1427%	-70.072.443

Transacciones Bursátiles Efectuadas por Personas Relacionadas durante años 2014 y 2015

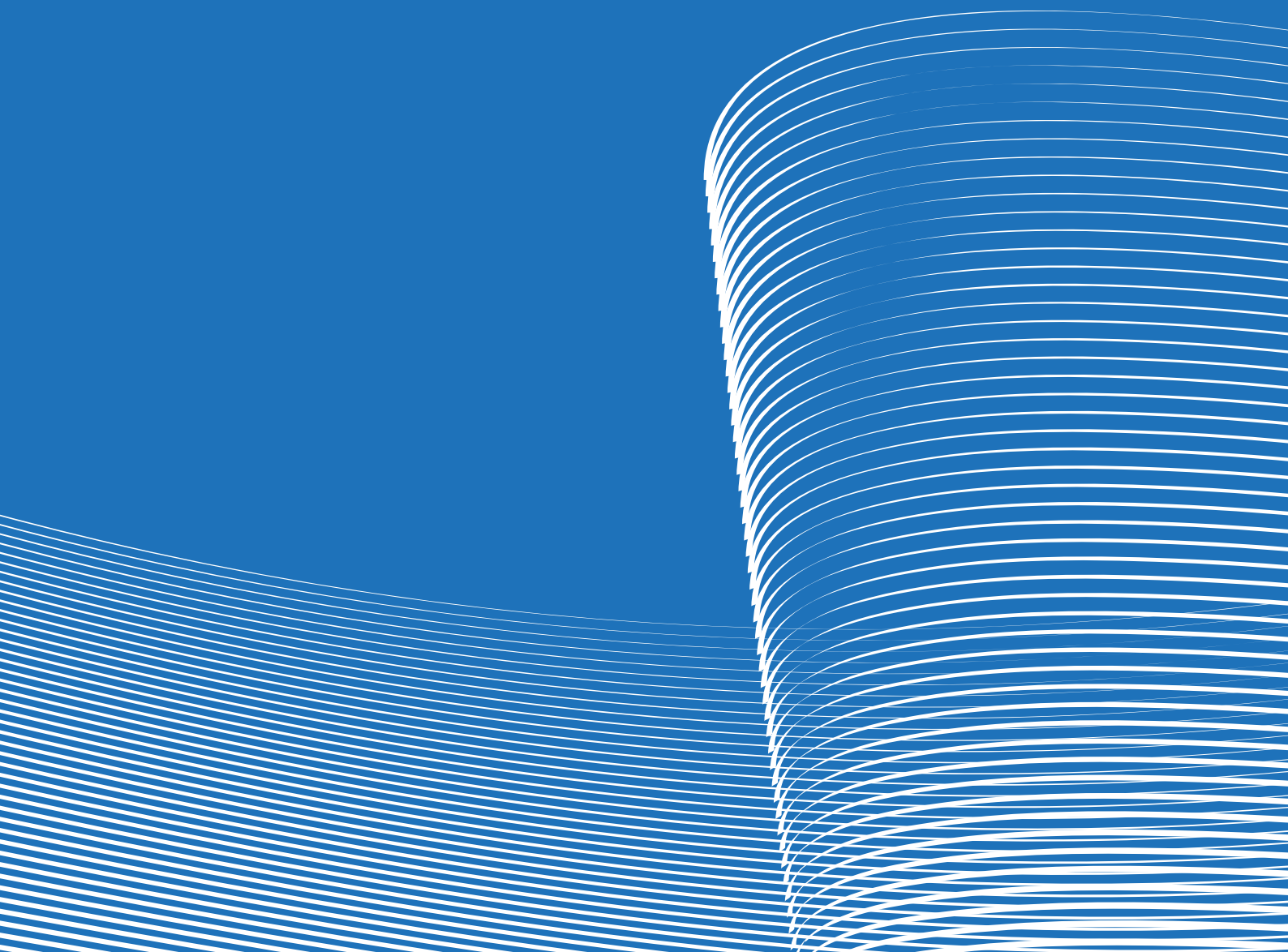
Accionista	RUT	Comprador/ Vendedor	Fecha de Transacción	Número de Acciones Transadas	Precio Unitario Transacción (Pesos)	Monto Total de la Transacción (Pesos)	Objeto de la Transacción	Relación con la Sociedad
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Vendedor	03/01/2014	1.371.369	158.00	216.676.302	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Comprador	03/01/2014	1.371.369	162.08	222.266.002	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-5	Vendedor	30/06/2014	1.197.000	186.50	223.240.800	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Endesa S.A.	59.066.580-0	Vendedor	23/10/2014	9.967.630.058	208.66	2.079.906.470.758	Inversión Financiera	Controlador
Enel Energy Europe S.R.L.	59.206.250-K	Comprador	23/10/2014	9.967.630.058	208.66	2.079.906.470.758	Inversión Financiera	Controlador
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-7	Vendedor	28/11/2014	510.000	201.26	102.645.000	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Francisco Fernandez Morande	7.006.374-3	Comprador	09/11/2015	2.796	178,78	499.869	Inversión Financiera	Relacionado Director

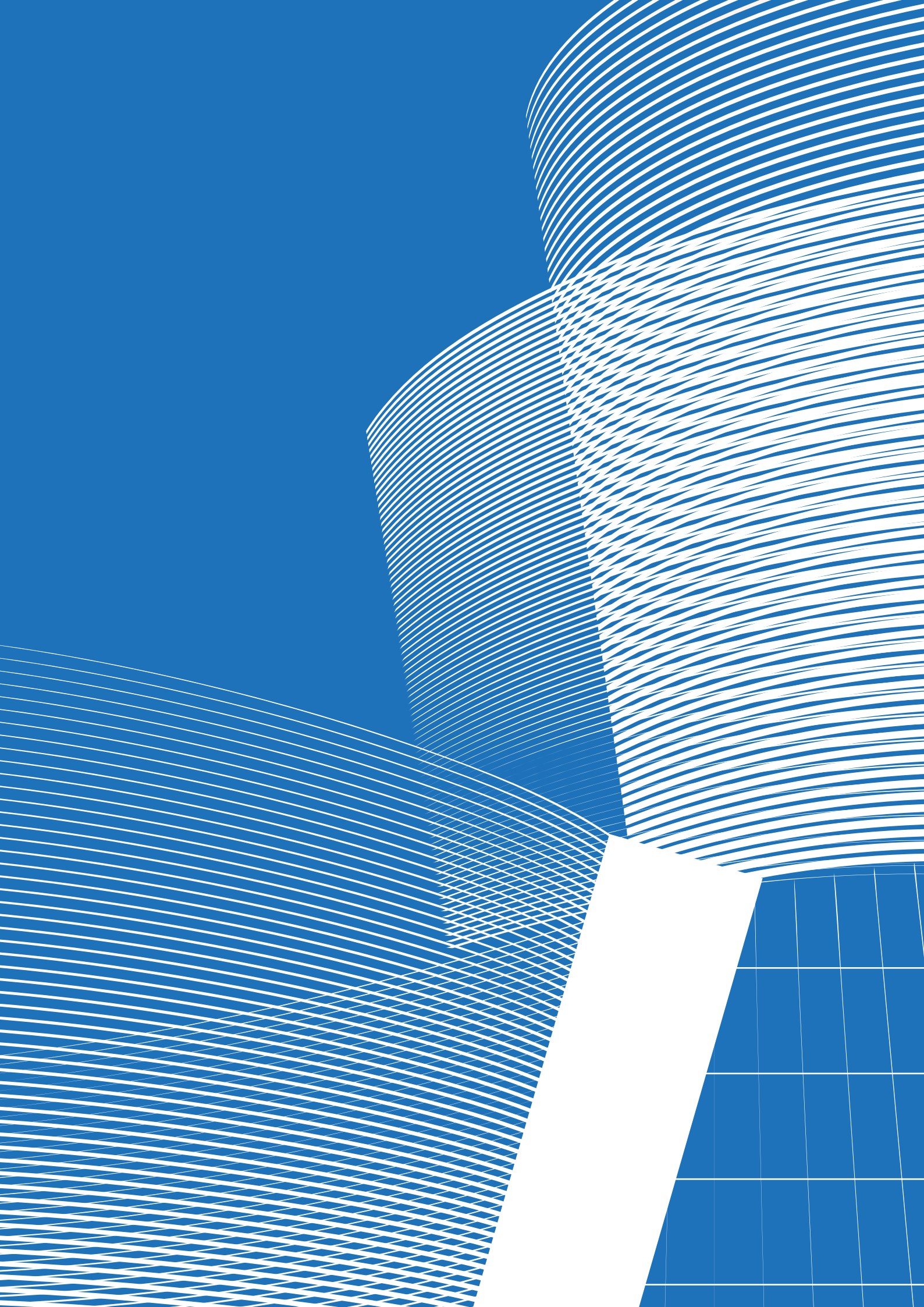
Síntesis de Comentarios y Proposiciones del Comité de Directores y de los Accionistas

No se recibieron en Enersis comentarios ni proposiciones respecto de la marcha de los negocios sociales entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2015 por parte del Comité de Directores o accionistas que posean o representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de conformidad a lo establecido en el Art. 74 de la Ley N°18.046 y 136 del Reglamento de Sociedades Anónimas.



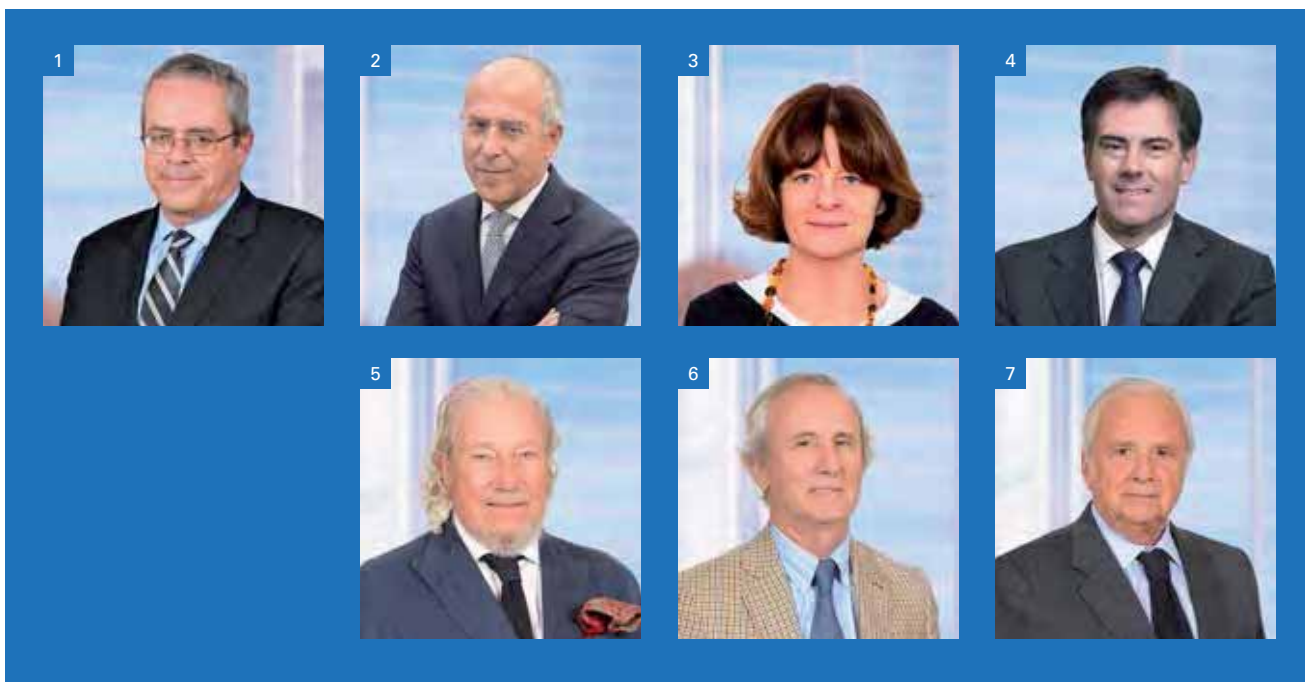
| Administración







Directorio



1. PRESIDENTE

Francisco de Borja Acha Besga

Licenciado en Derecho
Universidad Complutense de Madrid
DNI: 05-263174-S
A partir de 30.06.2015

2. VICEPRESIDENTE

Francesco Starace

Ingeniero Nuclear
Universidad Politécnica de Milán
Pasaporte: YA5358349
A partir de 28.04.2015

3. DIRECTOR

Francesca Di Carlo

Graduada en Economía
Universidad: La Sapienza, Roma
Pasaporte: AA2224406
A partir de 28.04.2015

4. DIRECTOR

Alberto De Paoli

Licenciado en Economía
Universidad de Roma La Sapienza
Pasaporte: YA 4226864
Última reelección 28.04.2015

5. DIRECTOR

Hernán Somerville Senn

Abogado
Universidad de Chile
Master of Comparative Jurisprudence
Universidad de New York
Rut: 4.132.185-7
Última reelección 28.04.2015

6. DIRECTOR

Rafael Fernández Morandé

Ingeniero Civil Industrial
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 6.429.250-1
Última reelección: 28.04.2015

7. DIRECTOR

Herman Chadwick Piñera

Abogado
Universidad Católica
Rut: 4.975.992-4
A partir de 30.06.2015

SECRETARIO DEL DIRECTORIO

Domingo Valdés Prieto

Abogado
Universidad de Chile
Master of Laws Universidad de Chicago
Rut: 6.973.465-0
A partir del 30.04.1999

Enersis es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El Directorio fue elegido en Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2015. De conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas, si se produjere la vacancia de un director, deberá procederse a la renovación total del directorio en la próxima junta ordinaria de accionistas que deba celebrar la sociedad y en el intertanto, el directorio podrá nombrar un reemplazante. No se contempla la existencia de miembros suplentes.

En los últimos dos años también fueron directores de Enersis:

Jorge Rosenblut

Presidente del Directorio
Ingeniero Civil Industrial
Universidad de Chile
MPA en Kennedy School
of Government de la Universidad de Harvard
Rut: 6.243.657-3
Última reelección 28.04.2015
Renuncia al cargo: 30.06.2015

Pablo Yrarrázaval Valdés

Presidente del Directorio
Ex Presidente de la Bolsa de Comercio de Santiago
Rut: 5.710.967-K
Última reelección: 16.04.2013
Renuncia al cargo 28.10.2014

Borja Prado Eulate

Vicepresidente del Directorio
Ex Presidente de Endesa (España)
Estudios en Derecho
Universidad Autónoma de Madrid
DNI: 05-263174-S
A partir del 16.04.2013
Termina su período como Director 28.04.2015

Andrea Brentan

Ingeniero Mecánico
Politécnico di Milano
Máster en Ciencias Aplicadas
Universidad de New York
Pasaporte: YA0688158
Última reelección 16.04.2013
Termina su período el 28.04.2015

Carolina Schmidt Zaldívar

Ingeniera Comercial
Universidad Católica de Chile
Rut: 7.052.890-8
Última reelección 28.04.2015
Renuncia al cargo el 26.06.2015

Luigi Ferraris

Licenciado en Economía y Comercio
Universidad de Génova
Pasaporte : YA2600789
A partir del 16.04.2013
Renuncia al cargo el 4.11.2014

Leonidas Vial Echeverría

Empresario
Ex Vicepresidente de la Bolsa de Comercio de Santiago
Rut: 5.719.922-9
Última reelección: 16.04.2013
Renuncia el 30.10.2014



Remuneraciones del Directorio y del Comité de Directores

En conformidad a lo establecido en el Artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de Abril de 2015, acordó la remuneración que corresponde al Directorio y Comité de Directores de Enersis para el ejercicio 2015.

La remuneración del Directorio consiste en una remuneración variable anual equivalente al uno por mil de las utilidades líquidas provenientes del ejercicio. A modo de anticipo, se determinó pagar una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, imputable a la remuneración variable anual referida.

La remuneración del Comité de Directores consiste en una remuneración variable anual equivalente al cero coma once mil setecientos sesenta y cinco por mil de las utilidades líquidas provenientes del ejercicio. A modo de anticipo, se determinó pagar una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, imputable a la remuneración variable anual referida.

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante el año 2015 fue de \$ 564.993.635 y se detalla en la siguiente tabla. El Directorio no incurrió en gastos adicionales en asesorías externas.

2015

Montos en Ch\$ Nombre	Cargo	Retribución Fija	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución Fija Comité	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias Comité	Retribución Variable	TOTAL 2015
Acha Besga Borja (1)	Presidente						
Rosenblut Jorge	Presidente	37.873.751	35.951.085			4.036.727	77.861.563
Yrarrázaval Pablo	Presidente					20.183.636	20.183.636
Starace Francesco (1)	Vicepresidente						
Prado Eulate Borja	Director	14.934.046	12.192.881			18.165.273	45.292.200
Brentan Andrea	Director	9.956.031	9.759.798			3.027.545	22.743.375
Vial Echeverría Leonidas	Director					14.784.561	14.784.561
De Paoli Alberto (1)	Director						
Fernández Morandé Rafael	Director	47.112.130	38.080.805	15.326.923	15.955.804	17.741.473	134.217.135
Schmidt Zaldívar Carolina	Director	15.186.844	16.326.667	4.692.396	3.113.832	2.956.913	42.276.652
Somerville Senn Hernán	Director	47.112.130	36.390.861	15.326.923	15.955.804	17.741.473	132.527.191
Di Carlo Francesca (1)	Director						
Chadwick Piñera Herman	Director	31.925.286	21.754.139	9.135.550	12.292.348		75.107.322
Total general		204.100.218	170.456.236	44.481.792	47.317.788	98.637.601	564.993.635

(1) Los señores Borja Acha, Francesco Starace, Alberto de Paoli y Francesca di Carlo, renunciaron al pago de remuneración por sus posiciones actuales como directivos de la Grupo Enel.

2014

Montos en Ch\$ Nombre	Cargo	Retribución Fija	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución Fija Comité	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias Comité	Retribución Variable	TOTAL 2014
Rosenblut Jorge (2)	Presidente	9.274.634	16.139.685	-	-	-	25.414.319
Prado Eulate Borja	Vicepresidente	43.661.309	42.763.247	-	-	25.600.435	112.024.991
Schmidt Zaldívar Carolina (2)	Director	4.968.083	8.069.842	1.869.180	1.323.082	-	16.230.188
Somerville Senn Hernán	Director	29.107.539	33.279.443	10.951.351	7.779.963	33.644.061	114.762.358
Fernández Morandé Rafael	Director	29.107.539	31.670.974	10.951.351	7.779.963	33.644.061	113.153.889
De Paoli Alberto (2)(3)	Director	-	-	-	-	-	-
Brentan Andrea (3)(4)	Director	6.871.759	12.865.954	-	-	-	19.737.713
Yrarrázaval Valdés Pablo (1)	Presidente	48.278.913	50.419.200	-	-	48.189.053	146.887.167
Vial Echeverría Leonidas (1)	Director	24.139.457	23.618.980	9.082.172	5.154.136	33.644.061	95.638.805
Ferraris Luigi (1)(5)	Director	-	-	-	-	-	-
Miranda Rafael (1)	Director	-	-	-	-	7.027.570	7.027.570
Tironi Eugenio (1)	Director	-	-	-	-	7.027.570	7.027.570
Total general		195.409.233	218.827.325	32.854.054	22.037.145	188.776.811	657.904.568

- (1) Los señores Rafael Miranda y Eugenio Tironi, desempeñaron sus cargos en el Directorio hasta el mes de abril del 2013, sin embargo percibieron pagos en el 2014 por concepto de diferencia entre la remuneración variable anual que les corresponde por utilidades líquidas del ejercicio 2013 vs, lo pagado como anticipo mensual para ese mismo año. Los señores Pablo Yrarrázaval y Leonidas Vial desempeñaron sus cargos en el Directorio hasta el 28 y 30 de octubre del 2014 respectivamente y el Sr. Luigi Ferraris hasta el 4 de noviembre 2014.
- (2) Los señores Jorge Rosenblut, Carolina Schmidt y Alberto de Paoli, asumen sus cargos en el Directorio Enersis en el mes de noviembre del 2014.
- (3) Los señores Luigi Ferraris, Andrea Brentan y Alberto de Paoli, renunciaron al pago de remuneración por sus posiciones actuales como directivos del Grupo Enel.
- (4) El Sr. Brentan renuncia a su cargo como Consejero Delegado de Endesa, por lo que empieza a devengar remuneración como director desde el mes de octubre del 2014.

Responsabilidad social y desarrollo sostenible



Diversidad en el directorio

Número de personas por género:

Femenino	1
Masculino	6
Total general	7

Número de personas por nacionalidad

Chilena	3
Española	1
Italiana	3
Total general	7

Número de personas por rango de edad:

Entre 41 y 50 años	2
Entre 51 y 60 años	3
Entre 61 y 70 años	1
Mayor a 70 años	1
Total general	7

Número de personas por antigüedad:

Menos de 3 años	6
Mas de 12 años	1
Total general	7

Gastos en Asesoría del Directorio

Durante el año 2015, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

Propiedad sobre Enersis

Al 31 de diciembre de 2015, según el Registro de Accionistas, ninguno de los Directores vigentes presentaba propiedad sobre la compañía.

Comité de Directores

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, Enersis cuenta con un Comité de Directores compuesto de tres miembros, que tienen las facultades y deberes contemplados en dicho artículo y los delegados por el Directorio que constan en el Reglamento del Comité de Directores.

En sesión de 28 de abril de 2015, el Directorio designó como miembros del Comité de Directores a los señores Hernán Somerville Senn, Carolina Schmidt Zaldívar y Rafael Fernández Morandé, los tres independientes. En la mencionada sesión de designó al señor Hernán Somerville Senn Experto Financiero. En sesión del Comité de Directores de 28 de abril de 2015 fue designado presidente del mismo el señor Hernán Somerville Senn.

A su vez, la Sra. Schmidt Zaldívar presentó su renuncia a su calidad de Directora y miembro del Comité de Directores con fecha 26 de junio de 2015, de la que tomó conocimiento el Comité de Directores en sesión de fecha 30 de junio de 2015. Fue designado en su reemplazo, como Director y miembro del Comité de Directores, don Herman Chadwick Piñera, independiente, por acuerdo de Directorio de fecha 30 de junio de 2015.

Cabe señalar que en sesión de 16 de abril de 2013, el Directorio de la sociedad designó como miembros del Comité de Directores de Enersis a Hernán Somerville Senn (independiente), a Rafael Fernández Morandé (independiente) y a Leonidas Vial Echeverría (independiente). Se trata de los mismos Directores que habían sido elegidos en sesión de Directorio de 23 de abril de 2010 y que conformaban el Comité de Directores al 1ero. de enero de 2013. De la misma forma, el Comité de Directores, en sesión de fecha 29 de abril de 2013 designó presidente a Hernán Somerville Senn y secretario del mismo a Domingo Valdés Prieto. En la mencionada sesión, el Directorio designó a Hernán Somerville Senn como Experto Financiero.

Con fecha 30 de octubre de 2014, Leonidas Vial Echeverría renunció a su calidad de Director y miembro del Comité de Directores. Con fecha 4 de noviembre de 2014 el Directorio designó en su reemplazo a la señora Carolina Schmidt Zaldívar, quien asumió a partir de esta fecha como Directora Independiente y miembro del Comité de Directores.

Informe Anual de Gestión

Antecedentes

En sesión extraordinaria del Comité de Directores de fecha 4 de diciembre de 2015, el Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, señaló que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 50° bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas (LSA), correspondía que el Comité de Directores de Enersis S.A. presentare en la memoria anual y se diere cuenta a la Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía acerca de su informe anual de gestión, destacando las actividades desarrolladas por el Comité durante el ejercicio 2015, así como los gastos en que hubiera incurrido, incluidos los de sus asesores, durante dicho período. Para tales efectos, propuso al Comité la aprobación del Informe Anual de Gestión, Actividades y Gastos del Comité de Directores.

Cabe señalar que, con posterioridad a esa sesión extraordinaria del Comité de Directores, se celebró una nueva sesión extraordinaria, con fecha 17 de diciembre de 2015, que se incorpora a este informe, de acuerdo a lo acordado por el mismo Comité de Directores al aprobar el Informe Anual de Gestión, Actividades y Gastos, respecto de las sesiones adicionales que se celebraren dentro del ejercicio 2015.

Al primero de enero de 2015 integraban el Comité de Directores de Enersis don Hernán Somerville Senn (independiente), doña María Carolina Schmidt Zaldívar (independiente) y don Rafael Fernández Morandé (independiente), siendo su presidente y experto financiero don Hernán Somerville Senn y secretario del Comité de Directores don Domingo Valdés Prieto.

En sesión de 28 de abril de 2015 el Directorio designó como miembros del Comité de Directores a los señores Hernán Somerville Senn, Carolina Schmidt Zaldívar y Rafael Fernández Morandé, los tres independientes. En la mencionada sesión de designó al señor Hernán Somerville Senn experto financiero. En sesión del Comité de Directores de 28 de abril de 2015 fue designado presidente del mismo al señor Hernán Somerville Senn.

Por renuncia de la Directora doña María Carolina Schmidt de fecha 26 de junio de 2015, de la que tomó conocimiento el Comité de Directores en sesión de fecha 30 de junio de 2015, fue designado en su reemplazo, como Director y miembro del Comité de Directores, don Herman Chadwick Piñera, independiente, por acuerdo de Directorio de fecha 30 de junio de 2015.

Informe Anual de Gestión del Comité de Directores

El Comité de Directores sesionó 30 veces durante el año 2015, incluida la sesión del 17 de diciembre de 2015, ya referida.

1.- SESIÓN ORDINARIA DE 29 DE ENERO DE 2015: Se trataron ciertos ajustes en forma previa al examen de los estados financieros, concernientes (i) al Proyecto Hidroaysen, acordándose, por unanimidad, declarar examinados los ajustes que se producen por las provisiones de deterioro de Endesa Chile sobre su participación en Hidroaysén, en el valor de la inversión societaria en Hidroaysén por parte de la filial Endesa Chile, con cargo al ejercicio 2014 y sus efectos sobre el borrador de Estados Financieros. Asimismo, el Comité de Directores acordó destacar la relevancia de la defensa de los derechos de aguas para el desarrollo de proyectos energéticos; (ii) al Proyecto Punta Alcalde, respecto del cual el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, solicitó la presentación de un análisis de la política de actualización tecnológica de los proyectos de inversión, declarando examinados los ajustes que se producen por la suspensión del desarrollo del proyecto Punta Alcalde por parte de la filial Endesa Chile y el proyecto de transmisión asociado Punta Alcalde-Maitencillo y por provisionar el 100% del valor de la inversión societaria en Punta Alcalde con cargo al ejercicio 2014, así como sus

efectos sobre el borrador de Estados Financieros previamente distribuidos; (iii) acuerdo transaccional con Tecnimont, respecto del cual el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó facultar al Gerente General, Sr. Luca D'Agnese, al Subgerente General, Sr. Daniel Fernández Kóprich, al Gerente de Administración, Finanzas y Control, Sr. Francisco Javier Galán y al Gerente de planificación y Control, Sr. Marcos Fadda, para que, actuando individualmente uno cualquiera de ellos, proponga en las instancias societarias correspondientes de la filial Endesa Chile, la aprobación de las Bases de Acuerdo, así como la celebración y suscripción del acuerdo final entre las partes del arbitraje que ponga término al juicio arbitral antes indicado.

A continuación, acordó, por unanimidad, dejar constancia que había tomado conocimiento formal y expreso del informe sobre Correduría de Dinero y Giro Bancario preparado por los Auditores Externos de Enersis S.A., Ernst & Young, de fecha 29 de enero de 2015. De la misma forma acordó haber tomado conocimiento formal y expreso de la Carta de Control Interno de Enersis S.A., de fecha 29 de enero de 2015, preparada por los mismos auditores externos de la Compañía ya referidos.

Se procedió se al análisis de los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 31 de Diciembre de 2014 e Informe de los Auditores Externos y de los Inspectores de Cuentas, durante el cual el director Rafael Fernández Morandé consultó si Ernst & Young había revisado todas las notas y contenidos de los Estados Financieros, a lo cual don Emir Rahil respondió afirmativamente. El Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, manifestó que esperaba una auditoría acabada en la siguiente oportunidad de las debilidades detectadas con motivo del Informe de Control Interno. El Comité de Directores, por unanimidad de sus miembros, acordó declarar examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2014, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como la opinión de sus Auditores Externos emitida "sin salvedad" con fecha 29 de enero de 2015, firmada por don Emir Rahil, socio de Ernst & Young y la opinión de los Inspectores de Cuentas, firmada por los señores Luis Bone Solano y Waldo Gómez Santiago, con fecha 29 de enero de 2015. El Comité de Directores también acordó solicitar una auditoría específica acerca de las

debilidades señaladas en la Carta de Control Interno y solicitar al Gerente de Administración, Finanzas y Control, una presentación en el mes de julio acerca de la evolución y los plazos necesarios para bien cumplir con la oportuna entrega de los EEFs a fin de año.

Por la unanimidad de sus miembros, acordó tomar conocimiento de la exposición del Sr. Rahil, socio de Ernst & Young y declarar examinados las materias previstas en la NCG 341 de la SVS para ser tratadas semestralmente con los Auditores Externos.

Se analizaron los servicios a ser prestados por auditores externos, que no sean de auditoría externa y no recurrentes; y, se acordó, por unanimidad, declarar que no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa.

El Comité de Directores, acordó, por la unanimidad de sus miembros declarar examinada la operación consistente en la suscripción de contratos de mandato para el reembolso de gastos entre Enersis S.A. y las sociedades: Enel S.p.A., Enel Servizi S.R.L., Enel Green Power, Enel Produzione S.p.A., Enel Italia S.R.L., Enel Iberoamérica S.R.L., Endesa Latinoamérica, S.A., Endesa S.A., Codensa S.A. ESP, Emgesa S.A. ESP, Enel Brasil S.A., Ampla Energía y Servicios S.A., Edegel S.A.A., Edelnor S.A.A., y aquellas otras personas relacionadas con personal de expatriación, todo ello en los términos que se expusieron en la sesión, emitiendo el informe correspondiente.

2.- SESIÓN ORDINARIA DE 26 DE FEBRERO DE 2015:

El Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, dio la bienvenida al nuevo Gerente General, don Luca D'Agnese.

Después, por unanimidad, el Comité emitió su parecer sobre cada una de las denuncias recibidas en Canal Ético.

A continuación, el Comité de Directores acordó, por unanimidad, calificar de razonable del trabajo de los auditores externos de la Compañía, EY (Ernst & Young), realizado durante el ejercicio 2014.

Se acordó, por unanimidad, aprobar los pagos las firmas de auditoría externa que prestaron servicios al Grupo Enersis correspondientes al ejercicio 2014.

Por unanimidad, se acordó proponer al Directorio para que éste, a su vez, sugiera a la Junta Ordinaria de Accionistas las firmas Feller Rate Clasificadora de Riesgo Limitada y Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada como clasificadores privados de riesgo nacional y las firmas Fitch Ratings, Moody's Investors Services y Standard & Poor's International Ratings Services como clasificadores privados de riesgo internacional de Enersis S.A. para el ejercicio 2015.

Se analizaron los servicios a ser prestados por auditores externos, que no sean de auditoría externa y no recurrentes; y, se acordó, por unanimidad, declarar que no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa.

3.- SESIÓN ORDINARIA DE 31 DE MARZO DE 2015: El Comité de Directores acordó, por unanimidad, aprobar la proposición del Presupuesto del Comité de Directores para el ejercicio 2015, según la cual éste consistiría en la cantidad de 10.000 Unidades de Fomento para fines de gastos y funcionamiento del Comité de Directores y sus asesores, someter la mencionada proposición del presupuesto del Comité de Directores para el ejercicio 2015 a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A., a fin de que ésta decida en definitiva sobre este asunto.

El Comité de Directores, por unanimidad, tomó conocimiento de la situación expuesta por el Presidente del mismo Comité, Sr. Hernán Somerville Senn, en relación con la auditoría verificada por el PCAOB al auditor externo de la filial Endesa Chile, KPMG. Asimismo, solicitó al Presidente de dicho órgano informar en una próxima oportunidad acerca del resultado de la reunión sostenida por Endesa Chile con KPMG y del reporte emitido por Ernst & Young y la nota enviada a Enel S.p.A.

Se acordó, por unanimidad, sugerir al Directorio proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas el siguiente orden de prelación para la designación de la firma de auditoría externa de Enersis S.A. para el año 2015: 1° E&Y; 2° RSM; 3° PKF y 4° KPMG.

A solicitud del director Rafael Fernández Morandé, el Comité de Directores, por unanimidad, acordó encomendar al Gerente de Auditoría Interna, Sr. Alain

Rosolino, investigar si Enersis S.A. había recibido boletas, facturas o servicios de personas políticamente expuestas y dar cuenta del resultado de dicha investigación en una próxima sesión de Comité de Directores.

4.- SESIÓN ORDINARIA DE 27 DE ABRIL DE 2015:

El Comité de Directores, por unanimidad, tomó conocimiento de la situación expuesta por el Presidente señor Hernán Somerville Senn, en relación con la auditoría verificada por el PCAOB al auditor externo de la filial Endesa Chile, KPMG. Asimismo, el Comité de Directores resolvió ordenar archivar copia de la opinión de Ernst & Young en virtud de la cual certificaba que las observaciones del PCAOB a KPMG no afectaban los estados financieros de Enersis S.A.

El Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, informó a los señores miembros de dicho órgano societario que el pasado 8 de abril de 2015 se había celebrado una reunión por videoconferencia con el Collegio Sindacale di Enel S.p.A., en la cual había participado personalmente, en su calidad de Presidente del Comité de Directores, junto con el Gerente de Administración, Finanzas y Control, don Javier Galán Allué, el Gerente de Auditoría Interna, don Alain Rosolino y el Fiscal de la Compañía, don Domingo Valdés Prieto. El director Rafael Fernández Morandé consultó si la información entregada al Collegio Sindacale suponía alguna formalidad a lo cual el Presidente del Comité de Directores respondió que era la información de la memoria de la Compañía. La directora Carolina Schmidt Zaldívar destacó la importancia de que la filial Endesa Chile hubiese clarificado la situación con KPMG y que luego el Presidente del Comité de Directores de Enersis hubiese obtenido una carta de Ernst & Young sobre esta situación y que ésta confirmaba que no se veían afectados los estados financieros de Enersis S.A.

Por unanimidad, se acordó aprobar el Formulario 20-F, declarar examinados los estados financieros de la compañía bajo IFRS que se incorporan en dicho documento y autorizar la presentación del mismo ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC).

Por unanimidad, se declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 31 de Marzo

de 2015, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como la opinión especial emitida por E&Y respecto de la nota sobre saldos y transacciones con partes relacionadas.

El Comité de Directores concluyó, por unanimidad, que la contratación de una ex empleada de KPMG en una filial de la Compañía, que se había explicado, no supone transgresión ni de la Sarbanes Oxley Act ni de la legislación local y que, por lo tanto, no habría impedimento jurídico en la realización de la misma. Asimismo, el Comité de Directores concluyó que dicha contratación no menoscaba la independencia de la empresa de auditoría externa.

El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en la estructuración de un préstamo intercompañía a ser otorgado por Enersis S.A. a favor de su filial Endesa Chile, en los términos expuestos por el Gerente de Administración, Finanzas y Control y emitió el informe respectivo.

5.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 28 DE ABRIL DE 2015: El Comité de Directores, por la mayoría de sus miembros y con el voto en contra de don Rafael Fernández Morandé, eligió como Presidente del Comité de Directores a don Hernán Somerville Senn y, por la unanimidad de sus miembros, designó como Secretario de dicho órgano a don Domingo Valdés Prieto.

6.- SESIÓN ORDINARIA DE 25 DE MAYO DE 2015: El Comité de Directores, acordó, por mayoría de sus miembros y con el voto en contra del director Rafael Fernández Morandé, que manifestó rechazar la venta de cualquiera de estos proyectos, y que esto además le parecía especialmente preocupante toda vez que no se traía ninguna iniciativa de uso de fondos desde hace meses; y previas consultas efectuadas por los directores Hernán Somerville y Carolina Schmidt, designar al banco de inversión BBVA para que la filial Generalima le contrate con la finalidad de valorizar los activos del Proyecto Yacila, en Perú, objeto de una de las ofertas recibidas por parte de EGP. El director Hernán Somerville Senn manifestó que, por las razones indicadas en la pasada sesión de Directorio de fecha 19 de mayo de 2015, estaba de acuerdo en designar un banco de inversión, pero condicionaba su voto favorable a que se tratara en una próxima sesión

de Directorio la cuestión estratégica de los activos renovables no convencionales.

El Gerente de Administración, Finanzas y Control explicó la necesidad de contratación de servicios de auditores externos, detallando los relacionados con la operación de reestructuración societaria en estudio, denominada Carter II, explicando que se tendrían que auditar todas las sociedades participadas y elaborar los estados financieros proforma en un corto período de tiempo. El director Fernández Morandé planteó que se podría tomar esta decisión más adelante en función de si se concluye por el Directorio que esta operación de reestructuración presenta méritos. El Presidente del Comité de Directores propuso que en la próxima sesión de Directorio se tratase este tema, sugiriendo que de momento se proceda por un 10% del importe total y que en un periodo prudencial a determinar por el Directorio, el Gerente de Administración, Finanzas y Control vuelva a presentar este asunto al Directorio de la Compañía. El Comité de Directores, acordó, por la mayoría de sus miembros y con abstención del director Rafael Fernández Morandé, declarar que la contratación de los servicios de auditoría externa antes referidos, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de la respectiva empresa de auditoría externa. Asimismo, el Comité de Directores acordó someter al Directorio el grado de avance de estos servicios a fin de que este órgano societario resuelva sobre la contratación de los mismos.

El Comité de Directores, acordó, por unanimidad, recomendar al Directorio de Enersis otorgar su consentimiento, en los términos solicitados por Ernst & Young y siempre que se cumpla con los requisitos señalados al efecto por el Oficio Ordinario N° 3048 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 13 de abril de 2004, condicionado a la obtención previa del consentimiento escrito de la filial Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A., con el fin de que Ernst & Young pueda dar cumplimiento a los requerimientos de la Public Company Accounting Oversight Board (PCAOB).

Por unanimidad, se acordó declarar examinado y aprobado el contrato o carta compromiso para suscribirse entre Enersis S.A. y los Auditores Externos Ernst & Young.

El Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, explicó que se le había solicitado tratar

en el Comité de Directores la reestructuración del Grupo, observando que se contaría con mayor información para la semana siguiente, por lo cual convocaría a una sesión extraordinaria e invitaría a exponer a estos efectos a los asesores financieros y jurídicos que se encuentran analizando esta operación. El director Fernández Morandé señaló que él considera que la operación en estudio constituye una operación indivisible entre empresas relacionadas y que conlleva un conflicto de interés, por cuanto es evidente que las decisiones que deban adoptarse en los directorios, tanto de la matriz como en las demás empresas relacionadas, debe conciliar el interés social de todas ellas, sin menoscabo de los legítimos intereses de sus diversos accionistas minoritarios concurrentes en la matriz y en sus filiales relacionadas y los de éstas mismas. La relevancia de este conflicto de interés, a su juicio, importa aplicar la regulación prevista en la ley para esta clase de operaciones, motivo por el cual la reorganización societaria del Grupo Enersis debe tratarse en Comité de Directores.

El Presidente del Comité de Directores observó que carecía de los antecedentes suficientes para pronunciarse sobre el particular y que ésta era una materia que había sido oportunamente consultada a la Superintendencia de Valores y Seguros y respecto de la cual recabaría la opinión del estudio jurídico Philippi, el cual había sido contratado por el Directorio de Enersis S.A. para asesorarles en esta operación de reestructuración.

El director Fernández Morandé manifestó que la definición que haga este Comité de Directores sobre si se está o no frente a una operación con partes relacionadas es un insumo relevante para la Superintendencia de Valores y Seguros y de allí la urgencia en pronunciarse. Así había sido en el aumento de capital, operación en la cual la Superintendencia de Valores y Seguros había tomado sus argumentos para reafirmar su posición.

La directora Carolina Schmidt consultó al Fiscal si la Superintendencia de Valores y Seguros había tenido una aproximación casuística en sus últimos dictámenes sobre operaciones con partes relacionadas, a lo cual el Fiscal respondió afirmativamente.

El director Fernández Morandé indicó que no le había parecido bien la consulta a la Superintendencia de Valores

y Seguros porque se había dividido la operación en dos, no se había dicho que había una valoración de activos y una asignación de deuda y caja y que se había hablado de la fusión como algo desconectado de una operación entre partes relacionadas.

7.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 29 DE MAYO DE 2015:

El estudio Philippi, Prietocarrizosa & Uría, procedió a realizar una presentación acerca del estado de avance de la "due diligence" legal respecto de esta operación. Expuso la estructura de la operación, ante lo cual el director Fernández Morandé consultó qué sucedía si se practicaba la división de las tres sociedades chilenas y luego no podía perfeccionarse la fusión de las tres sociedades originales. Observó el director Rafael Fernández que sin fusión esta operación no tenía sentido. El estudio Philippi Prietocarrizosa & Uría procedió a confirmar que no habría nada en los contratos que impediría esta división. El Presidente del Comité de Directores, señor Hernán Somerville Senn, manifestó que los bancos debían analizar con qué rating deberían quedar las Compañías luego del proceso de división. La directora Carolina Schmidt observó que el objetivo de esta reorganización societaria es la simplificación del Grupo y, por tanto, se tiene que llegar a la etapa de fusión de las nuevas sociedades, ya que de lo contrario se quedaría con más sociedades de las que actualmente se tiene, lo que carece de sentido. El Presidente del Comité de Directores consultó al estudio Philippi Prietocarrizosa & Uría acerca de si la operación de reestructuración en análisis era una operación entre partes relacionadas, a lo cual se le respondió que una opinión final sólo podía ser dada por la Superintendencia de Valores y Seguros. La directora Schmidt Zaldívar consultó si era distinto para estos efectos una división y una fusión que una división cuya finalidad última era una fusión. El estudio Philippi Prietocarrizosa & Uría respondió que no veía ninguna diferencia porque los pasos que se dan son exactamente los mismos. El director Fernández Morandé consultó si por la sola circunstancia de ser Enersis, Endesa Chile y Chilectra empresas relacionadas, la operación en estudio no debía tratarse como relacionada, a lo cual el estudio Philippi Prietocarrizosa & Uría respondió que la Superintendencia de Valores y Seguros ha aplicado el principio jurídico de la especificidad de los reglamentos por sobre las reglas generales y ha dicho que la fusión está regulada en un título especial y, por tanto, prevalece por sobre la normativa que regla las operaciones entre partes relacionadas. El director Fernández Morandé señaló que el Comité de Directores

tenía una obligación de pronunciarse acerca de si esta operación es o no relacionada, a lo cual el estudio Philippi Prietocarrizosa & Uría respondió que ello no era así. El director Fernández Morandé afirmó que es un elemento relevante para la Superintendencia el conocer la opinión del Comité de Directores de Enersis, a lo cual el estudio Prietocarrizosa señaló que cuando había estado en la Superintendencia de Valores y Seguros en forma previa a la presentación de la consulta, en ningún momento se le manifestó que se requería una opinión del Comité de Directores o de los directores. No obstante lo anterior, la Compañía ha preferido preguntar a la Superintendencia de Valores y Seguros. Siguió una serie de consultas sobre la operación efectuada por los directores Rafael Fernández Morandé y Carolina Schmidt, como, asimismo, del Presidente del Comité de Directores, sobre las distintas etapas de la operación, posibles conflictos de interés, asignación de deuda y de caja, si se trata o no de una operación entre partes relacionadas, derecho a retiro y otras materias relevantes acerca de la operación. A continuación, procedieron a exponer los asesores financieros explicando los problemas que presenta la estructura actual del Grupo Enersis, destacando los beneficios que derivarían de la nueva estructura en estudio. Siguió solicitudes de precisiones y consultas de los miembros del Comité. A continuación se invitó a exponer al asesor tributario de la Compañía, señor Marcos Cruz, quien dio cuenta de un análisis preliminar de los efectos tributarios que debería tener esta reorganización societaria tal como ha sido propuesta.

El Comité de Directores adoptó, por unanimidad, la resolución consistente en solicitar a la Gerencia de Auditoría Interna que realice una revisión de todas las filiales y fundaciones chilenas y por un período mínimo de seis años en relación con eventuales boletas y facturas irregulares que hubiesen podido emitirse en el contexto de casos como Soquimich, Penta y Caval.

8.- SESIÓN ORDINARIA DE 30 DE JUNIO DE 2015:

El Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, dio cuenta de la renuncia de la directora Carolina Schmidt Zaldívar, también miembro de dicho órgano societario, presentada con fecha 26 de junio de 2015.

El director Rafael Fernández Morandé manifestó que en relación al acta de Comité de Directores N°6 de fecha 25 de mayo de 2015, punto II que da lugar al acuerdo N°25/2015,

en virtud del cual se había designado al banco de inversión BBVA para valorizar los activos del Proyecto Yacila en Perú, estimaba que aquél carecía de validez. Explicó que, como se trataba de una operación entre partes relacionadas, se requería del voto del director independiente no involucrado, que era él mismo y que como había votado en contra, consideraba que la designación del referido banco era inválida. El Fiscal de la Compañía explicó que la calificación de no válida del referido acuerdo resultaba improcedente y explicitó las razones. Concluyó el Fiscal expresando que lo señalado se evidencia porque el Directorio, en un acto de voluntaria transparencia, delegó en el Comité de Directores la designación del mencionado banco de inversión con la mera finalidad de realizar una valoración de los activos constitutivos del Proyecto Yacila, lo cual constituirá un antecedente previo y meramente referencial para determinar si se avanza en relación a dicha posible operación.

El director Fernández Morandé se refirió a la solicitud de revisión de facturas y boletas que este Comité de Directores había realizado a la Gerencia de Auditoría Interna, según consta en el acta N°7 de fecha 29 de mayo de 2015. Sobre el particular señaló que consideraba pertinente añadir a la revisión de todas las filiales y fundaciones chilenas, las coligadas del Grupo Enersis domiciliadas en la República de Chile, en un horizonte de tiempo de seis años. El Comité de Directores, por resolución unánime, acordó solicitar a la Gerencia de Auditoría Interna que realice una revisión en todas las coligadas chilenas y por un período mínimo de seis años en relación con eventuales boletas y facturas irregulares que hubiesen podido emitirse en el contexto de casos como Soquimich, Penta y Caval.

Se analizaron los servicios a ser prestados por auditores externos, que no sean de auditoría externa y no recurrentes; y, se acordó, por unanimidad, declarar que no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa.

A solicitud del Presidente del Comité de Directores, para que informara acerca del estado de situación de la querrela criminal interpuesta contra directores y ejecutivos de Enersis, en razón de las donaciones políticas aprobadas el año 2013 de conformidad con la ley 19.884 sobre Transparencia, Límite y Control de Gasto Electoral, el Fiscal de la Compañía procedió a informar sobre la materia.

9.- SESIÓN ORDINARIA DE 27 DE JULIO DE 2015:

Cabe señalar que en sesión del Directorio de fecha 30 de junio de 2015, junto con tomar conocimiento de la renuncia de la Directora Sra. Carolina Schmidt Zaldívar, se procedió a designar a don Herman Chadwick Piñera como director independiente de la Compañía y, por tanto, como miembro del Comité de Directores de la misma, dándosele la más cordial bienvenida y destacando el valioso aporte que representa su incorporación a dicho órgano societario.

El Comité de Directores, por unanimidad miembros, y conforme a lo señalado en el artículo 50 bis N°1 de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 30 de junio de 2015, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como la opinión de sus Auditores Externos emitida "sin salvedad" con fecha 27 de julio de 2015, firmada por don Emir Rahil, socio de Ernst & Young.

Por la unanimidad de sus miembros, acordó dar por aprobado el plan de auditoría externa y por analizadas las restantes materias incluidas en la exposición del Sr. Rahil, socio de Ernst & Young, referidas a las previstas en la NCG 341 de la SVS para ser tratadas semestralmente con los Auditores Externos.

El Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, declarar examinadas las estructuras y procedimientos de Autoevaluación y Revisión de Auditoría Interna sobre el Control Interno de Enersis.

El Sr. Galán Allué, Gerente de Administración, Finanzas y Control, explicó que en el mes de mayo pasado el Comité de Directores había pre-aprobado la contratación de una auditoría de los estados financieros al 30 de junio que servirían para la primera etapa del proceso de reorganización societaria y atendido que esa operación ha sufrido algunos ajustes, aquellos estados financieros ya no serían necesarios, pero sí los correspondientes al 30 de septiembre de 2015. El Comité de Directores acordó, por la mayoría de sus miembros y con la abstención del director Rafael Fernández Morandé, declarar que la contratación de los servicios de auditoría externa antes referidos, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de la respectiva empresa de auditoría externa. El director Rafael Fernández Morandé manifestó que rechazaba esta

contratación por ser una decisión prematura y, por tanto, no se debe avanzar en la ejecución y gastos de dinero en una operación que aún no ha sido aprobada.

10. SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 5 DE AGOSTO DE 2015:

El Presidente Sr. Hernán Somerville Senn señaló que sugería, para seleccionar la empresa que asesorará a este órgano societario en relación con la operación de reorganización, una de las tres compañías que mencionó. El director Fernández Morandé expresó que tenía dos candidatos a proponer: El director Fernández Morandé consultó cuál era el ámbito del encargo, ante lo cual el Presidente respondió que proponía darle el alcance de un evaluador independiente. Los directores Fernández Morandé y Chadwick Piñera manifestaron su conformidad con esta propuesta. El director Rafael Fernández propuso un candidato adicional para esta asesoría. El Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, convocar a una sesión extraordinaria de este órgano societario a fin de que concurren IM Trust, Claro y Asociados y Econsult con el objeto de que realicen presentaciones a este Comité de Directores a fin de que éste determine su asesor para esta transacción y defina el ámbito del encargo.

Los representantes del Bank of America Merrill Lynch efectuaron una presentación acerca del análisis de valor de la reestructuración societaria que se encuentra en estudio. El Banco informó, entre otras materias, que la transacción de simplificar la estructura de Enersis S.A. tiene beneficios, pero no costos. Además indicaron, que no ven en la separación y en la fusión, si se realiza de manera correcta, que se pueda destruir el valor de la acción.

Los miembros del Comité manifestaron sus observaciones, consultas y preocupaciones sobre los costos, beneficios, asignación de caja y deuda y otras materias relevantes de la operación.

11.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 11 DE AGOSTO DE 2015:

Don Hernán Somerville Senn, manifestó que procedía invitar, en forma sucesiva, a cada uno de los asesores pre-seleccionados por dicho órgano societario a fin de resolver cuál de ellos resultaría el más idóneo para asistir a este Comité en el proceso de análisis y emisión de un informe relativo a la operación de reorganización societaria que, de conformidad con lo resuelto por el Directorio, se encuentra bajo estudio. Antes de

cada exposición, los directores miembros del Comité hicieron las prevenciones que estimaron pertinentes a los postulantes acerca del alcance del encargo y lo que se esperaba del asesor que fuera seleccionado. Los honorarios presentados fueron: IM Trust: 25.000 UF; Ameris: 9.458 UF (equivalentes a 350.000 dólares); y Econsult: 5.500 UF.

El Presidente del Comité de Directores solicitó al Gerente de Administración, Finanzas y Control que realizara una síntesis de las cotizaciones recibidas de cada uno de estos asesores que habían concurrido a la presente sesión extraordinaria.

12. SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 13 DE AGOSTO DE

2015: El Comité de Directores designó, por la mayoría de sus miembros y con el voto en contra del director Rafael Fernández Morandé, a IM Trust como asesor del Comité de Directores en relación con la operación específica de reorganización del Grupo Enersis, que se encuentra bajo estudio y con un ámbito de trabajo equivalente al de un evaluador independiente regido por el Título XVI de la Ley sobre Sociedades Anónimas. Asimismo, se resolvió solicitar a la Gerencia General la emisión de un hecho esencial dando cuenta de la mencionada designación y del alcance del encargo. Cabe señalar que, en el curso del debate, don Hernán Somerville Senn manifestó que sometía a consideración y aprobación del Comité de Directores la designación de IM Trust, atendido que se trata de una operación muy relevante para la Compañía e IM Trust es un banco de gran prestigio. Por otra parte, observó que se puede producir una interacción muy valiosa con Bank of America Merrill Lynch, por lo cual se necesita que el Comité disponga de asesores del mismo peso y reputación. Asimismo, el director Herman Chadwick manifestó coincidir con lo planteado por el Presidente del Comité de Directores, a lo cual añadió el profundo conocimiento que este asesor tiene del Grupo Enersis. Por su parte, el director Rafael Fernández señaló que no estaba de acuerdo con lo propuesto y que le parecía que la firma Econsult tenía una trayectoria equivalente a IM Trust, motivo por el cual no veía ninguna razón para asignar este contrato a una firma cuatro veces más cara como era el caso de IM Trust. Por lo anterior, propuso se contratara a Econsult.

13.- SESIÓN ORDINARIA DE 28 DE AGOSTO DE 2015:

El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó designar como Secretario Ad-Hoc para

efectos de la presente sesión a doña Mónica Fernández Correa.

El Comité de Directores examinó las denuncias recibidas en Canal Ético, de acuerdo a la exposición efectuada por el Gerente de Auditoría Interna de Enersis, Sr. Alain Rosolino. El director Rafael Fernández Morandé manifestó que había recibido dos denuncias, las cuales ponía en conocimiento del Comité de Directores y del Gerente de Auditoría Interna, señor Alain Rosolino. Observó el director Fernández Morandé que ambas denuncias decían relación con maltrato hacia ejecutivos de la Compañía por parte de un ejecutivo de Enel, ante lo cual los restantes miembros del Comité consultaron de quién se trataba y qué cargo tenía en la Compañía. El Gerente General, don Luca D'Agnese, explicó que este señor no era empleado de la Compañía, pero que había tenido interacción con personal de esta última atendido que se encontraba trabajando en el proyecto de reestructuración societaria. Añadió el Gerente General que estas situaciones habían sido reportadas oportunamente por el Gerente de Administración, Finanzas y Control, motivo por el cual él personalmente había conversado con el referido ejecutivo sobre las mismas. El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, emitió su parecer sobre cada una de las denuncias presentadas.

Doña Paola Visintini Vacarezza, Gerente de Recursos Humanos y Organización de Enersis S.A., procedió a realizar una presentación sobre los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Compañía. El director Rafael Fernández Morandé consultó a la Sra. Visintini si los objetivos anuales se conversaban y concordaban con los ejecutivos, a lo cual la Gerente de Recursos Humanos y Organización respondió afirmativamente. El director Rafael Fernández Morandé consultó acerca de la indemnización convencional y por ajuste bajo IPC. Insistió, además en la importancia de reconocer un reajuste al menos por IPC en la revisión anual de las remuneraciones. El Comité de Directores, por unanimidad, declaró examinados los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Compañía.

El Comité de Directores, acordó, por unanimidad, declarar que la contratación de los servicios de auditoría externa sobre Revisión y Certificación de información emitida a la Superintendencia Financiera de Colombia para el año

2014, explicada, no compromete la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de la respectiva empresa de auditoría externa (Ernst & Young).

14.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 08 DE SEPTIEMBRE

DE 2015: Se acordó, por unanimidad, autorizar el sistema de despacho electrónico a los Directores miembros de este órgano societario y tomar todas las medidas que se requieran para su correcta implementación.

El Comité de Directores, acordó, por unanimidad, declarar que ha recibido formalmente en esa sesión una Declaración de Independencia de IM Trust Asesorías Financieras S.A., efectuada a través de sus representantes ante Notario Público, certificando su independencia.

Por unanimidad, se acordó tomar conocimiento de la presentación relativa a los análisis preliminares de la operación de reorganización societaria y la metodología a ser empleada que efectuó IM Trust, dando a dichos asesores directrices para la continuación de sus servicios en el futuro. Asimismo, acordó por la unanimidad de sus miembros, otorgarle a la información presentada y analizada durante la sesión, el carácter de reservada, en consideración a lo dispuesto por el artículo 54, inciso tercero, de la Ley N°18.046, toda vez que aquella contiene información estratégica de la Sociedad que, de conocerse de antemano, afectaría gravemente el interés social. Hubo muchas preguntas y observaciones por parte de los miembros del Comité de Directores.

El director Rafael Fernández Morandé, consultó al Gerente General acerca del ejecutivo de Enel respecto del cual había recibido denuncias por mal trato a dos ejecutivos, preguntando específicamente por qué se encontraba en las oficinas de Enersis S.A., El director Fernández Morandé manifestó que ese ejecutivo de Enel puede estar accediendo a información privilegiada, por lo cual no debe tener oficina en este edificio y menos acceso a la a la operación de reestructuración, a lo cual el Gerente General manifestó que este señor está realizando una labor de apoyo de la cual él es responsable. El director Rafael Fernández manifestó estar en contra de la presencia del referido ejecutivo de Enel en la Compañía y declaró estar en contra de que acceda a la información propia de los avances de la reorganización societaria.

A continuación, el director Rafael Fernández Morandé se refirió al cambio de política efectuado por la Gerencia

General en materia de IPC y reajustes salariales, toda vez que el IPC y los eventuales reajustes históricamente se otorgaban en el mes de julio de cada año y se pagaban retroactivamente desde enero del mismo año y que, sin embargo, se había eliminado dicha práctica del Grupo Enersis. El director Fernández Morandé objetó lo señalado, indicando que ésa no era la práctica de la Compañía y que dejaba constancia que este Comité no había sido oportunamente informado ni que el Directorio había aprobado dicho cambio.

15.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DEL 15 DE SEPTIEMBRE

DE 2015: El Comité de Directores, acordó, por la mayoría de sus miembros y con el voto en contra de don Rafael Fernández Morandé, declarar que la contratación como perito por parte de Chilectra de don Mario Torres, en su calidad de persona natural, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de KPMG, empresa de la cual el señor Torres es socio.

16.- SESIÓN ORDINARIA DE 28 DE SEPTIEMBRE DE

2015: El Comité de Directores, acordó, por unanimidad, recomendar al Directorio de Enersis otorgar su consentimiento, en los términos solicitados por Ernst & Young y siempre que se cumpla con los requisitos señalados al efecto por el Oficio Ordinario N° 3048 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 13 de abril de 2004, complementado por el Oficio Ordinario N°12826 de 7 de diciembre de 2005, de esa misma SVS. En cuanto la documentación e información que deba proporcionarse corresponda específicamente a alguna filial de Enersis, esta autorización debe otorgarse bajo la condición suspensiva y determinante de la obtención previa del consentimiento escrito de la filial o filiales de que se trate. Todo ello, con el fin que Ernst & Young pueda dar cumplimiento a los requerimientos de la Public Company Accounting Oversight Board (PCAOB).

El Sr. Luca D'Agnesse, Gerente General de la Sociedad, quien procedió a efectuar una presentación sobre servicios a contratar con los auditores externos, sobre Revisión de las nuevas sociedades "Endesa Américas" y "Enersis Chile", al 30/09/15, bajo PCAOB, para inclusión en Bolsa de EEUU. El Comité de Directores, por la mayoría de sus miembros y con la abstención del director Rafael Fernández Morandé, acordó declarar que la contratación de los servicios de auditoría externa antes referidos, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de la respectiva empresa de auditoría externa.

El director Rafael Fernández Morandé manifestó que se abstenía porque la operación de reestructuración societaria no se encontraba aprobada y no está de acuerdo en asumir gastos respecto de algo que puede eventualmente no aprobarse.

17.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 13 DE OCTUBRE

DE 2015: Los representantes de IM Trust expusieron el grado de avance del estudio que le había sido requerido por el Comité de Directores. El director Rafael Fernández Morandé señaló a IM Trust que esperaba un análisis completo de lo que es el Grupo Enersis, puesto que Enersis es un holding compuesto fundamentalmente por sus participaciones directas más las que tiene a través de Endesa Chile y Chilectra, a lo cual IM Trust respondió que el estudio se refiere al consolidado del Grupo Enersis. El director Fernández Morandé recalcó que no se estaba analizando el interés del accionista controlador sino que el mejor interés social de Enersis, ante lo cual el director Herman Chadwick observó que un aspecto del interés de Enersis era determinar cómo operaba el controlador para efectos de rentabilizar de la mejor forma la gestión de Enersis y sus filiales, enfatizando que la rentabilización de Enersis aprovechaba a todos sus accionistas y no sólo al controlador. El director Fernández Morandé señaló que había empresas que se organizan por país, otras que se organizan por líneas de negocio y otras que se organizan matricialmente, por lo cual preguntaba si el esquema que está proponiendo Enel corresponde a algún ejemplo de las empresas globales señaladas en la presentación, a lo cual IM Trust respondió que no había ninguna y que tampoco había una empresa cotizando en un país con activos en otro.

Siguió una intensa serie de consultas efectuadas por el director Sr. Rafael Fernández Morandé sobre distintas materias relevantes de la presentación efectuada por IM Trust, así como acotaciones del Presidente del Comité de Directores, sobre dichas materias.

18.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 22 DE OCTUBRE

DE 2015: IM Trust efectuó una presentación para dar cuenta del estado de avance del análisis de la operación de reorganización de Enersis S.A.. El director Fernández Morandé consultó cómo se había construido ese valor, lo cual fue explicado por IM Trust. Precisó IM Trust que Endesa Chile es un holding que tiene algunas participaciones que son líquidas y que corresponden a sociedades que se transan por sí solas y tiene también

activos que transan, pero que carecen de valor de mercado.

Siguió una larga serie de consultas e intercambio de opiniones manifestadas por los directores miembros del Comité acerca de las materias relevantes expuestas en la presentación.

19.- ACTA DE SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 23 DE OCTUBRE DE 2015:

El señor Rafael Malla, perito designado por el Directorio, quien concurrió acompañado de su asistente el señor Christoph Gaisbauer efectuó una explicación sobre el desarrollo de su trabajo. El director Fernández Morandé consultó si el informe sería firmado por el señor Malla o por Deloitte, a lo cual respondió el señor Malla señalando que el informe de valoración lo firmaría Deloitte Adviser, en tanto que el informe de la relación de canje o informe pericial referencial lo firmaría el mismo señor Malla. Añadió el señor Malla que él tomaba como referencia el informe independiente que elaboraba Deloitte, con todas las salvaguardas y cláusulas que corresponden a un informe de valoración para este propósito y de la información contable suministrada por la Gerencia. Preciso el señor Malla que esta salvaguardas decían relación con la información suministrada por la Gerencia de la Compañía, el auditor y balances que él recibía como un dato, pero no respecto de Deloitte.

Después de la explicación del perito siguió una larga serie de consultas y un prolongado intercambio de opiniones con la participación de los directores miembros del Comité.

El Presidente del Comité de Directores se refirió al plan comunicacional desarrollado por la Compañía, a lo cual el Fiscal de la Compañía señaló que ello sería tratado en la sesión extraordinaria de Directorio prevista para el día 5 de noviembre.

20.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 27 DE OCTUBRE

DE 2015: Expuso el perito señor Rafael Malla, asistido por el señor Christoph Gaisbauer. El director Fernández Morandé indicó que le gustaría contar con un cuadro comparativo de que los números usados para estimar un descuento de "holding" sean números que uno pueda comparar con los que se están estimando para términos de intercambio. Después los representantes del IM Trust efectuaron una presentación del grado de avance de su estudio, y señalaron que la idea de esa sesión era mostrarles los resultados que entregaban los ratios de

intercambio, ante lo cual el director Fernández Morandé indicó que le gustaría ver los valores de cada compañía de acuerdo a la estimación que hacen por ratios para efectos del cálculo de descuento de "holding". Explicaron los representantes de IMTrust que ya tenían las valoraciones y los descuentos.

Ambas presentaciones fueron seguidas de una larga serie de consultas e intercambio de opiniones por parte de los señores directores miembros del Comité.

El director Rafael Fernández Morandé consultó si el señor Marco Palermo continuaba en este edificio y qué estaba haciendo en el mismo atendido que no era empleado de Enersis.

El Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville, señaló que, de conformidad a su experiencia, es normal que exista una interacción entre filiales y matrices, particularmente para facilitar todos los procesos de consolidación y que entendía que éste era el caso. El director Herman Chadwick señaló que las filiales, chilenas o extranjeras, mantienen contacto permanente con empleados de sus matrices para atender diversos asuntos y que no le constaba que este señor maneje información privilegiada y que, por lo demás, no le cabía duda que la Gerencia de Administración, Finanzas y Control era cuidadosa en estas materias.

21.- SESIÓN ORDINARIA DE 30 DE OCTUBRE DE 2015:

El Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, analizó sucintamente los resultados de la Compañía que constaban de los estados financieros recepcionados el día martes 27 de octubre. Los señores Emir Rahil y Emiliano Ramos, empresa auditora externa de Enersis S.A., procedieron a efectuar una presentación de los documentos antes indicados y respondieron las preguntas formuladas. El director Rafael Fernández observó que el Comité de Directores ha solicitado periódicamente que Ernst & Young confirme que lo que se está reflejando en las notas es razonable en materia de provisiones y que eso no era exactamente lo que se estaba señalando por Ernst & Young, ante lo cual los socios de dicha empresa de auditoría externa indicaron que lo decían en sentido de aseguramiento negativo, esto es, que no habían encontrado nada que los hiciera dudar de que lo señalado allí no fuera correcto y que en relación a estos estados financieros trimestrales se había hecho una auditoría "full"; por lo

cual la seguridad era mayor todavía. El Presidente del Comité consultó a los representantes de Ernst & Young si se había realizado algo extraordinario exclusivamente por la operación de reorganización societaria, a lo cual respondieron que habían emitido una opinión sobre un estado financiero intermedio bajo nomenclatura oficial y que incluían un estado de situación financiera consolidado al 30 de septiembre de 2015, los resultados integrales por dos períodos porque incluye el período de nueve meses y también el período de tres meses terminado el 30 de septiembre, los cuales han sido también auditados y los correspondientes estados de cambio en patrimonio y flujo respectivo. El Comité de Directores, por unanimidad, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 30 de septiembre de 2015, sus Notas, Análisis Razonado, Hechos Relevantes y la carta relativa a operaciones entre partes relacionadas, acordando recomendar la aprobación de los mismos al Directorio de la Sociedad.

El Comité de Directores, por la mayoría de sus miembros y con el voto en contra del director Rafael Fernández Morandé, acordó tomar conocimiento de los estados de situación financiera consolidados proforma de Enersis Américas y Enersis Chile al 1 de octubre de 2015, así como sus respectivas notas explicativas, acuerdo que quedó sometido a las siguientes condiciones concurrentes. Esta propuesta, específicamente las llamadas hipótesis económicas financieras que sirven de sustento a estos estados financieros proforma, serán sometidos a la aprobación del Directorio de Enersis, Endesa Chile y Chilectra que sesionaran el mismo día de esta sesión, lo mismo que los estados financieros proforma que se asientan sobre aquéllas, de forma tal que esta toma de conocimiento del Comité está sujeta a una doble condición: primero, que el Directorio que sesiona ese mismo día apruebe dichas hipótesis, lo mismo que el Directorio de Endesa Chile y de Chilectra y, segundo, que el Directorio se pronuncie favorablemente sobre la reorganización societaria bajo estudio. El Director Rafael Fernández Morandé fundamentó su voto en contra a esta toma de conocimiento de estos estados financieros proforma en las siguientes razones: primero, porque la información entregada es incompleta e incorpora un plan de inversiones que no ha sido aprobado por la Compañía; segundo, incorpora una asignación de caja con la cual se manifestaba en total desacuerdo; tercero, no conocía el resto de las hipótesis ya que si bien le habían remitido antecedentes, consideraba que había

que entenderlos mejor; cuarto, se asumen decisiones del Comité y del Directorio de Endesa Chile que este Comité de Directores debe conocer antes de tomar cualquier posición y quinto, considera que este asunto debió haber sido examinado por el Comité de Directores después de que el Directorio de Enersis aprobara las respectivas hipótesis económico financieras.

El Comité de Directores, por unanimidad, acordó tomar conocimiento de la exposición del Sr. Rahil (Ernst & Young) y declarar examinados los temas objeto de la presentación, de la cual resultó no haberse producido ninguna de las materias indicadas en los acápites pertinentes del numeral 1 d) de la NCG 385.

22.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2 DE NOVIEMBRE

DE 2015: El Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, manifestó que procedía recibir el informe definitivo elaborado por el asesor de dicho órgano societario. Siguió un extenso debate, al cabo del cual, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó recibir el informe definitivo emitido por IMTrust sobre la reorganización societaria. De la misma forma, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó recibir el informe definitivo emitido por el perito señor Rafael Malla sobre la reorganización societaria. En ambos casos, en los términos prescritos por la Ley de Sociedades Anónimas y lo dispuesto en el Oficio N°15.443 de fecha 20 de julio de 2015, emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros, El Comité de Directores, facultó, por unanimidad, al Presidente de dicho órgano societario, señor Hernán Somerville Senn, a disponer la entrega de copia del informe definitivo emitido por el asesor IM Trust en el marco de la evaluación de la operación de reorganización societaria al Directorio de la Compañía.

23.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 3 DE NOVIEMBRE

DE 2015: Don Juan Francisco Gutiérrez, socio principal en Chile del estudio Philippi Prietocarrizosa &Uría, procedió a sintetizar los principales hitos de dichas opiniones legales, copia de las cuales habían sido distribuidas a los directores miembros de este Comité el día anterior. Los miembros del Comité hicieron diferentes consultas y acotaciones, manifestándose el director don Rafael Fernández Morandé contrario a algunas de las conclusiones del estudio jurídico mencionado.

El Comité de Directores por la mayoría de sus miembros y con el voto en contra del director Rafael Fernández Morandé, quien además señaló que, este tema se debe considerar después de que el Directorio decida si va adelante con la reorganización, acordó proponer a Ernst & Young como auditores externos para la nueva sociedad que resulte de la división, acuerdo que queda condicionado a que efectivamente el Directorio de la Compañía se pronuncie favorablemente sobre la reorganización societaria y convoque a junta de accionistas para tratar dicho asunto.

24.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 04 DE NOVIEMBRE

DE 2015: El señor Nicolás Donoso, quien trabaja en la Gerencia de Administración, Finanzas y Control Donoso procedió a proyectar en pantalla el actual estado del borrador de informe del Comité de Directores, dando lectura al mismo e incorporando los diversos comentarios y observaciones que formularon los señores directores.

25.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 11 DE NOVIEMBRE

DE 2015: El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó dar por aprobadas las actas correspondientes a la sesión extraordinaria de fecha 27 de octubre de 2015, a la sesión ordinaria de fecha 30 de octubre de 2015 y a las sesiones extraordinarias de fechas 2 de noviembre de 2015 y 3 de noviembre de 2015, procediendo cada uno de los miembros de dicho órgano societario a firmarlas.

26.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 16 DE NOVIEMBRE

DE 2015: El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó dar por aprobadas las actas correspondientes a la sesión extraordinaria de fecha 4 de noviembre de 2015, y a la sesión extraordinaria de fecha 11 de noviembre de 2015, procediendo cada uno de los miembros de dicho órgano societario a firmarlas.

27.- SESIÓN ORDINARIA DE 24 DE NOVIEMBRE DE

2015: El Comité de Directores, por unanimidad, acordó dejar constancia que había examinado y tomado conocimiento formal y expreso de la Carta Preliminar de Control Interno referida a Enersis S.A., de fecha 20 de noviembre de 2015, preparada por los auditores externos de la Compañía, Ernst & Young.

El Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, declarar que la contratación de los servicios de auditoría externa por parte de Ernst & Young

a Codensa, referidos en la sesión, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de la respectiva empresa de auditoría externa.

El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en la estructuración de un préstamo intercompañía a ser otorgado por Enersis S.A. a favor de su filial Endesa Chile, en los términos expuestos por el Gerente de Administración, Finanzas y Control y emitió el informe respectivo.

El Comité de Directores, por la mayoría de sus miembros y con el voto en contra del director Rafael Fernández Morandé, declaró haber examinado, desde el punto de vista del interés social de la reorganización societaria sobre la cual ya se ha pronunciado el Comité y el Directorio de la Compañía, un compromiso de indemnidad de Enersis en favor de Endesa Chile cuyos términos deberían ser negociados de buena fe por mandatarios designados al efecto por cada una de las sociedades Enersis y Endesa Chile, procediendo a recomendar la negociación del mismo por parte de la Compañía en los términos expuestos por el Gerente General. Destacaron que el resultado de dicha negociación debía ser oportunamente presentado a los respectivos Comités y Directorios de cada una de tales sociedades, de forma de cumplir cabalmente con el Título XVI sobre operaciones entre partes relacionadas de la Ley de Sociedades Anónimas.

El director Fernández Morandé manifestó que votaba en contra de la indemnidad y fundamentaba su voto en que esto sería contrario al interés social de Enersis. Estos beneficios se percibirían en el largo plazo y están sujetos a que no se verifiquen cambios regulatorios en diversos países, particularmente en Brasil, Colombia, Perú, Argentina y Chile. Destacó que en Chile en cada gobierno se aprueban reformas tributarias, por lo cual es esperable que en este horizonte mayor a cinco años que se requiere para ecualizar costos y beneficios tributarios es altamente probable que existan reformas tributarias que afecten estos potenciales beneficios, por lo cual estos beneficios pueden no producirse. Adicionalmente, señaló que no veía ninguna razón por la cual Enersis deba compensar a Endesa y que si alguien debería compensar, debe ser Enel S.p.A., por lo cual propone que Endesa Chile negocie con Enel S.p.A. y no con Enersis, puesto que Enel S.p.A. es el impulsor de

esta reorganización geográfica que tiene por finalidad, según declaraciones de la propia Enel, ser consistente con su forma de gestionar los negocios. Enersis no le está provocando ningún perjuicio a Endesa. Enfatizó que el escenario en el cual las empresas queden divididas y no fusionadas es intolerable para los accionistas de Enersis y Endesa Chile, escenario que tiene potenciales efectos muy negativos en el valor de la acción atendido que quedarían 6 sociedades; por lo anterior se observa menos razón para que Enersis compense a Endesa Chile.

28.- SESIÓN ORDINARIA DE 2 DE DICIEMBRE DE

2015: El Comité de Directores, por unanimidad, acordó aprobar los estados financieros consolidados de Enersis al 30 de septiembre de 2015 emitidos bajo estándar IFRS, sujeta a la condición de que la potencial pérdida de independencia del auditor independiente de Endesa Chile S.A., KPMG, explicada por el Presidente del Comité, Sr. Hernán Somerville Senn, sea resuelta y aclarada, y que la aprobación de los estados financieros consolidados de Endesa Chile a septiembre de 2015, bajo estándar IFRS, sea emitida sin reparos.

El Comité de Directores, por unanimidad, acordó dar por examinados los estados financieros bajo IFRS que se incorporan en el Registration Statement a efectos de que estos puedan ser incorporados en la presentación que se hará de ellos ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC) bajo la modalidad de "confidential filing", con el fin de cumplir con las normas y requerimientos emanados de dicha autoridad pública relacionados con la emisión de valores en dicho país.

El Comité de Directores, por unanimidad, acordó aprobar un nuevo calendario de sesiones ordinarias del Comité de Directores, sin perjuicio de las convocatorias a sesiones extraordinarias.

29.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 4 DE DICIEMBRE

DE 2015: El Comité de Directores, por unanimidad, acordó declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en el otorgamiento de garantías por parte de Enersis S.A. en favor de su filial Ampla Energía, en los términos expuestos por el Gerente General y el Gerente de Administración, Finanzas y Control, y emitió el informe respectivo.

El Comité de Directores, por unanimidad, acordó declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en la postergación por parte de Enel Brasil y Ampla Energia e Servicios del pago total de dividendos devengados referente al ejercicio 2014, previsto para pago en diciembre de 2015, por hasta un máximo de 24 meses en el caso de Enel Brasil, es decir, hasta diciembre de 2017 y en el caso de Ampla hasta el año 2020 (para ser pagados probablemente durante el mes de diciembre, como ha sido la práctica habitual de los últimos años), en los términos expuestos por el Gerente de Administración, Finanzas y Control, y emitió el informe respectivo.

El Comité de Directores de Enersis S.A., por unanimidad, acordó aprobar el Informe Anual de Gestión de Actividades y Gastos del Comité de Directores propuesto, con el objeto de que éste sea informado en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas e incluido en la Memoria de la Compañía. Asimismo, se acordó que, en el evento que tuviera lugar alguna otra sesión del Comité de Directores de la Compañía dentro del ejercicio 2015, ésta sea incorporada al presente informe.

30.- SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 17 DE DICIEMBRE

DE 2015: El Comité de Directores, por la mayoría de sus miembros y con el voto en contra del director Rafael Fernández Morandé, acordó declarar examinadas las cartas emitidas recientemente por Enel S.p.A. y las AFPs Provida, Cuprum y Capital con motivo de la reorganización societaria y declarar examinado favorablemente el nuevo texto de la carta de indemnidad que Enersis S.A. emitirá a favor de Endesa Chile para el evento de que no se verificara la fusión correspondiente a la segunda etapa de la mencionada reorganización.

El Comité de Directores, por la mayoría de sus miembros y con el voto en contra del director Herman Chadwick Piñera aprobó recomendar al Presidente del Directorio que informe la situación de Brasil en la junta extraordinaria de accionistas que tendría lugar el día 18 de diciembre de 2016.

De esta forma, y según se da cuenta en este informe, el Comité de Directores ha dado cumplimiento cabalmente a las obligaciones dispuestas en el artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas.

Gastos del Comité de Directores de Enersis S.A.

El Comité de Directores hizo uso del presupuesto de gastos de funcionamiento aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2015, en la contratación de su asesor financiero, en el contexto de la reorganización societaria en curso.

El Comité de Directores, durante el Ejercicio 2015, Examinó las siguientes Operaciones Entre Partes Relacionadas (OPR)

1. En sesión ordinaria de 29 de enero de 2015 el Comité de Directores, acordó, por la unanimidad de sus miembros declarar examinada, que contribuye al interés social de Enersis S.A. y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado, la operación consistente en la suscripción de contratos de mandato para el reembolso de gastos entre Enersis S.A. y las sociedades: Enel S.p.A., Enel Servizi S.R.L., Enel Green Power, Enel Produzione S.p.A., Enel Italia S.R.L., Enel Iberoamérica S.R.L., Endesa Latinoamérica, S.A., Endesa S.A., Codensa S.A. ESP, Emgesa S.A. ESP, Enel Brasil S.A., Ampla Energía y Servicios S.A., Edegel S.A.A., Edelnor S.A.A., y aquellas otras personas relacionadas con personal de expatriación, todo ello en los términos que se expusieron en la sesión, emitiendo el informe correspondiente. Declaró, asimismo, que la operación antes descrita involucra un monto no relevante, para los efectos del art. 147 de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas y, por tanto, queda comprendida dentro de la excepción establecida en la letra a) del artículo 147.
2. En sesión ordinaria de 27 de abril de 2015, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó declarar examinada, que contribuye al interés social de Enersis S.A. y que se ajusta en precio, términos y

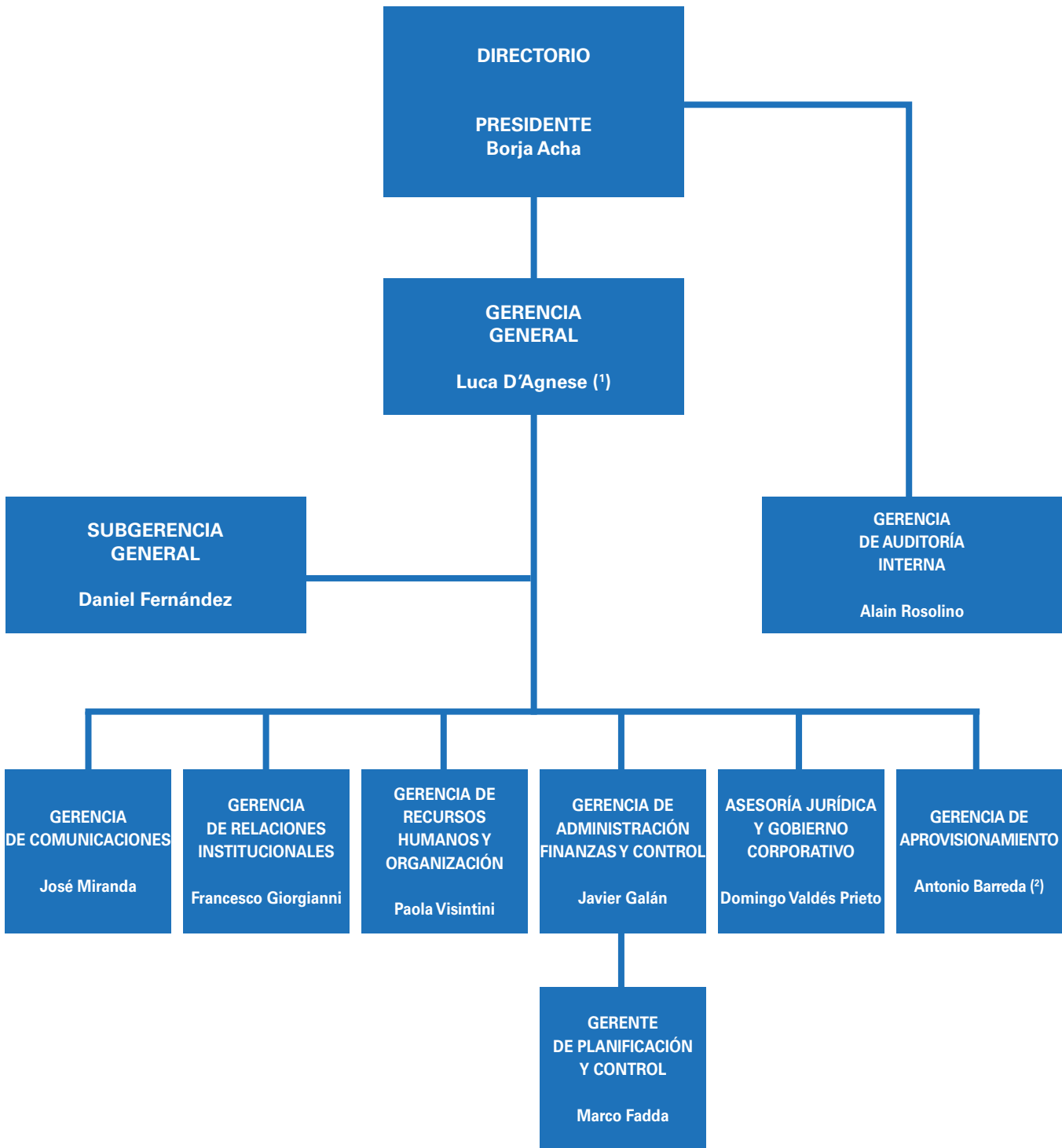
condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado, la operación entre partes relacionadas consistente en la estructuración de un préstamo intercompañía a ser otorgado por Enersis S.A. a favor de su filial Endesa Chile, en los términos expuestos por el Gerente de Administración, Finanzas y Control y emitió el informe respectivo. Dicho préstamo intercompañía se efectuaría en dólares de los Estados Unidos de América, por hasta 377 MMUSD, con vencimiento a diciembre de 2015. Acordó declarar, asimismo, que esta operación queda comprendida dentro de la política de habitualidad de la Compañía y que, no obstante lo anterior, este Comité resuelve analizarla.

3. En sesión ordinaria de 24 de noviembre de 2015, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó declarar examinada, que contribuye al interés social de Enersis S.A. y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado, la operación entre partes relacionadas consistente en la estructuración de un préstamo intercompañía a ser otorgado por Enersis S.A. a favor de su filial Endesa Chile, en los términos expuestos por el Gerente de Administración, Finanzas y Control y emitió el informe respectivo. Dicho préstamo intercompañía se efectuaría en dólares de los Estados Unidos de América, por un monto equivalente en dicha moneda de hasta 250 MMUSD, a un plazo de hasta doce meses, prepagable tanto a instancias de Enersis como de Endesa Chile. Acordó declarar, asimismo, que esta operación queda comprendida dentro de la política de habitualidad de la Compañía y que, no obstante lo anterior, este Comité resuelve analizarla.
4. En sesión ordinaria de 2 de diciembre de 2015 el Comité de Directores, al examinar la operación entre partes relacionadas, consistente en aprobar préstamos por Enersis S.A. a favor de Enel Brasil y de Ampla Energia e Servicios S.A acordó emitir informe sin perjuicio de examinar en una próxima sesión del Comité estos préstamos y la alternativa del aval, con los antecedentes adicionales que presentaría la Gerencia de Administración, Finanzas y Control.
5. En sesión extraordinaria de 4 de diciembre de 2015, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en el otorgamiento de

garantías por parte de Enersis S.A. en favor de su filial Ampla Energia, en los términos expuestos por el Gerente General y el Gerente de Administración, Finanzas y Control, y que contribuye al interés social de Enersis S.A. y que, se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado, emitiendo el informe correspondiente.

Asimismo, por unanimidad, en esa misma sesión, el Comité de Directores acordó declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en préstamos a ser otorgados por Enersis S.A. a favor de Enel Brasil y Ampla Energia e Servicios por hasta un máximo de 24 meses en el caso de Enel Brasil, es decir, hasta diciembre de 2017 y en el caso de Ampla hasta el año 2020, en los términos expuestos por el Gerente de Administración, Finanzas y Control, y que contribuye al interés social de Enersis S.A. y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado, emitiendo el informe correspondiente. El monto total de los préstamos para Enel Brasil es de 175.757.451 BRL (aprox. 45,5 MMUSD) y de 46.237.166 BRL (aprox. 12,0 MMUSD) para Ampla.

Estructura Organizacional



Principales Ejecutivos



1. GERENTE GENERAL

Luca D'Agnese
Graduado en Física
Scuola Normale Superiore de Pisa
Master in Business Administration
Escuela de Negocios de INSEAD
Rut: 24.910.349-7
A partir de 29.01.2015

(1) Luca D'Agnese asumió el 29.01.15 en reemplazo de Luigi Ferraris. A su vez, Luigi Ferraris había asumido el cargo en reemplazo de Ignacio Antoñanzas el 12.11.2014.

2. SUBGERENTE GENERAL

Daniel Mauricio Fernández Koprach
Ingeniero Civil
Universidad de Chile
Rut: 7.750.368-4
A partir de 12.11.2014

3. GERENTE DE AUDITORÍA INTERNA

Alain Rosolino
Licenciado en Administración de Negocios
Universidad LUISS
Rut: 24.166.243-8
A partir de 12.12.2012

4. GERENTE DE COMUNICACIONES

José Miranda Montecinos
Comunicador Audiovisual
Instituto Profesional DUOC UC
Diplomado Habilidades Directivas,
Universidad de Chile
Estudios de Emprendimiento Corporativo e
Innovación Abierta, Berkeley University
Rut: 15.307.846-7
A partir de 01.12.2014

5. GERENTE DE RELACIONES INSTITUCIONALES

Francesco Giorgianni
Abogado
Universidad de Roma La Sapienza
Rut: 24.852.388-3
A partir de 15.12.2014

6. GERENTE DE RECURSOS HUMANOS Y ORGANIZACIÓN

Paola Visintini Vaccarezza
Psicóloga
Universidad de Chile
Diplomada en Liderazgo y Coaching,
Universidad Adolfo Ibáñez
Rut: 10.664.744-5
A partir de 12.12.2014

7. GERENTE DE ADMINISTRACIÓN, FINANZAS Y CONTROL

Francisco Javier Galán Allué
Economista
Universidad Complutense de Madrid
Master in Business Administration
Instituto de Empresas de Madrid
Rut: 24.852.381-6
A partir de 15.12.2014

8. GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL

Marco Fadda
Licenciado en Ciencias Económicas
Universidad de Génova
Master en Administración de Empresas de Red
Universidad Politécnica de Milan
Rut: 24.271.056-8
A partir de 01.04.2013

9. ASESORÍA JURÍDICA Y GOBIERNO CORPORATIVO

Domingo Valdés Prieto
Abogado
Universidad de Chile
Master of Laws Universidad de Chicago
Rut: 6.973.465-0
A partir de 30.04.1999

10. GERENTE DE APROVISIONAMIENTO

Antonio Barreda Toledo
Ingeniero Ejecución Electricista
Universidad Santiago de Chile
Diplomado en Administración de Empresas (ESAE)
P. Universidad Católica de Chile
Master in Business Administration
P. Universidad Católica de Chile
Rut: 7.625.745-0
A partir de 29.01.2015

(2) Antonio Barreda asumió el 29.01.2015 en reemplazo de Eduardo López.

Remuneración a los Gerentes y Principales ejecutivos

Durante 2015, las remuneraciones y beneficios percibidos por el gerente general, y ejecutivos principales de la empresa ascendieron a \$3.308 millones de retribución fija y \$802 millones de retribución variable y beneficios.

Durante 2014, las remuneraciones y beneficios percibidos por el gerente general, y ejecutivos principales de la empresa ascendieron a \$3.028 millones de retribución fija y \$1.392 millones de retribución variable y beneficios.

Este monto incluyó tanto a gerentes y principales ejecutivos presentes al 31 de diciembre de cada año, como a los que dejaron la empresa a lo largo del ejercicio respectivo.

Beneficios para los Gerentes y Principales Ejecutivos

Como beneficio, la empresa mantiene un seguro complementario de salud y un seguro catastrófico para los ejecutivos principales y su grupo familiar que se encuentre acreditado como carga familiar. Además, la empresa mantiene un seguro de vida para cada ejecutivo principal. Estos beneficios se otorgan en conformidad al nivel directivo que al trabajador le corresponda en cada momento.

En el año 2015, el monto fue de \$15 millones, valor que está incluido en la remuneración percibida por los ejecutivos principales.



Planes de Incentivo a los Gerentes y Principales Ejecutivos

Energis tiene para sus ejecutivos un plan de bono anual por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rangos de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos.

Los bonos que se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Indemnizaciones Pagadas a los Gerentes y Principales Ejecutivos

Respecto a indemnizaciones por años de servicio percibidas por los gerentes y ejecutivos principales que dejaron la compañía, se cancelaron \$368 millones durante la vigencia del año 2015.

Propiedad sobre Energis

Al 31 de diciembre de 2015, el registro de accionistas reflejaba que ningún ejecutivo principal presentaba propiedad sobre la Compañía.



Administración de Principales Filiales

BRASIL

Cachoeira

Michele Siciliano
Ingeniero Mecánico
Università degli Studi della Calabria

Fortaleza

Michele Siciliano
Ingeniero Mecánico
Università degli Studi della Calabria

CIEN

Abel Alves Rochinha
Ingeniero Mecánico
Pontificia Universidad Católica Río de Janeiro

Ampla

Abel Alves Rochinha
Ingeniero Mecánico
Pontificia Universidad Católica Río de Janeiro

Coelce

Abel Alves Rochinha
Ingeniero Mecánico
Pontificia Universidad Católica Río de Janeiro

Prátil

Marcus Oliver Rissel
Ingeniero Industrial
Universidad de Buenos Aires (UBA)

CHILE

Endesa Chile

Valter Moro
Ingeniero Mecánico
Universidad Politécnica de Marche Italia

Chilectra

Andreas Gebhardt Strobel
Ingeniero Civil Hidráulico
Pontificia Universidad Católica de Chile

COLOMBIA

Emgesa

Lucio Rubio Díaz
Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales
Universidad Santiago de Compostela

Codensa

David Felipe Acosta Correa
Ingeniero Electrónico
Universidad Pontificia Bolivariana

PERÚ

Edegel

Francisco Javier Pérez Thoden Van Velzen
Ingeniero Industrial
Escuela Técnica Superior del ICAI,
Universidad Pontificia Comillas en España

Edelnor

Walter Sciutto Brattoli
Ingeniero Electricista
Universidad Tecnológica Nacional en Argentina
Country Manager
Carlos Temboury Molina
Ingeniero Industrial
Universidad Politécnica de Madrid

ARGENTINA

Costanera

Roberto José Fagan
Ingeniero Electricista
Universidad Nacional de la Plata
Maestría en Administración Mercado Eléctrico
Instituto Tecnológico de Buenos Aires

Hidroeléctrica El Chocón

Néstor Carlos Srebernic
Ingeniero Industrial con orientación Electrotecnia
Universidad Nacional de Comahue

Edesur

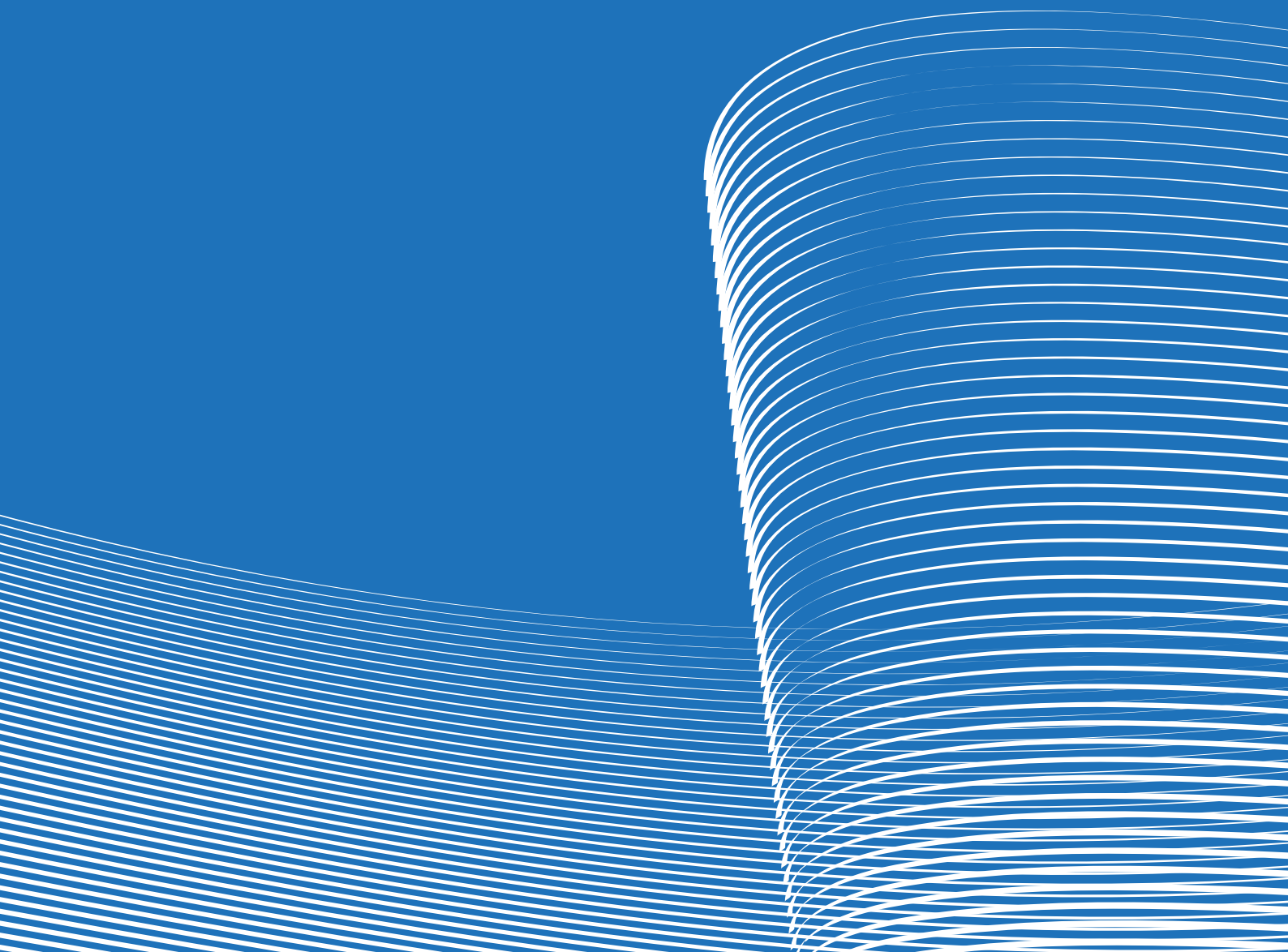
Blanco Juan Carlos
Ingeniero Electricista
Universidad Tecnológica Nacional

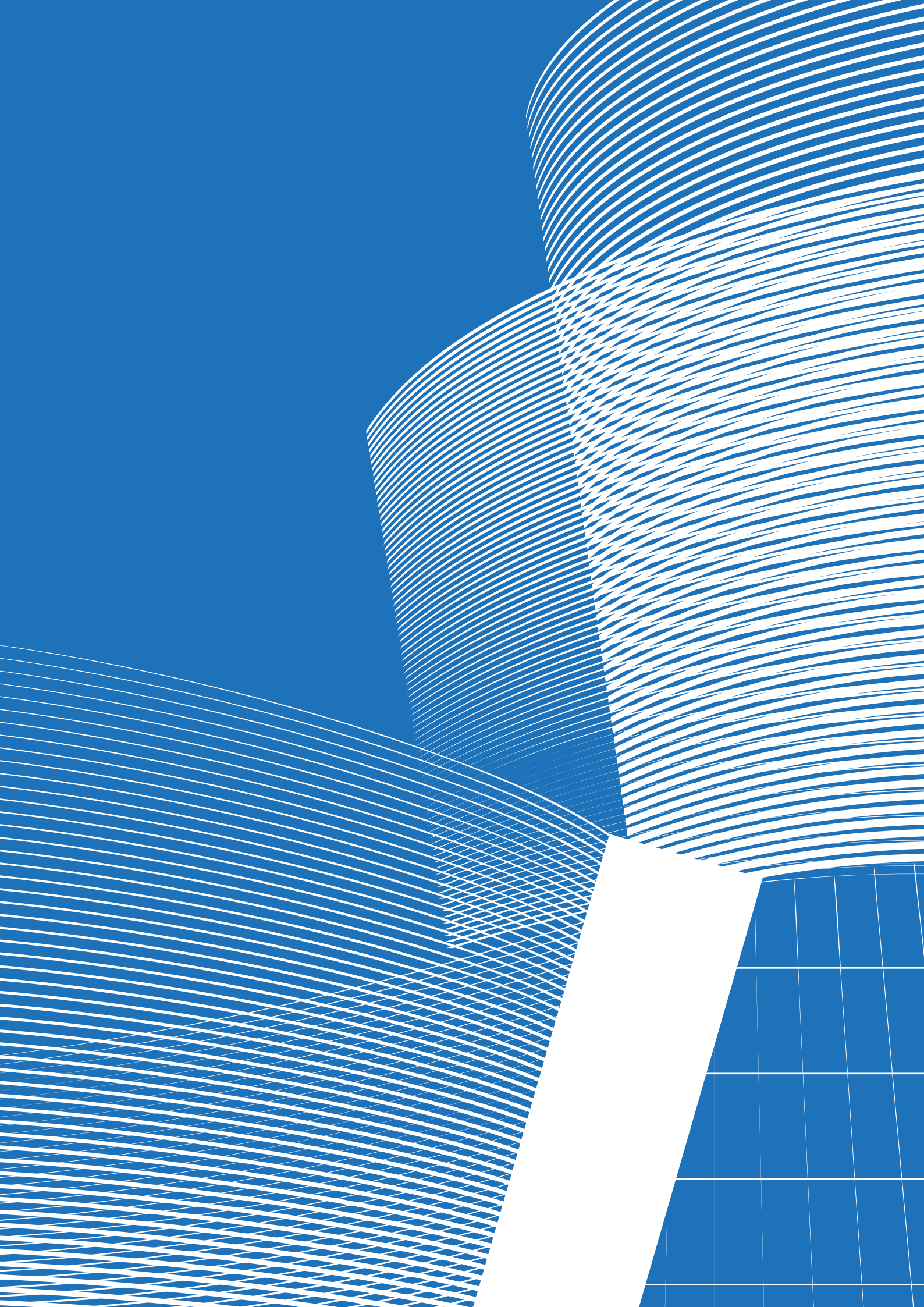
Central Dock Sud

Manifeto Gustavo Diego
Ingeniero electromecánico
Universidad de Buenos Aires



Recursos Humanos







Distribución de Recursos Humanos

La distribución del personal de la Sociedad, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo Enersis en Latinoamérica y las entidades de control conjunto, al 31 de diciembre de 2015, era la siguiente:

Compañía	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Enersis	9	365	98	472
Enel Brasil ⁽¹⁾	26	2.174	459	2.659
Endesa Chile ⁽²⁾	9	940	48	997
Chilectra ⁽³⁾	8	564	114	686
Edesur ⁽⁴⁾	39	3.138	1.080	4.257
Endesa Costanera	4	422	59	485
Mercosur	1	3		4
Chocón	2	34	11	47
Transportadora de Energía		1		1
Gas Atacama Argentina		11	18	29
Edelnor ⁽⁵⁾	27	644		671
Edegel	15	245		260
Emgesa	12	484	14	510
Codensa	24	996	14	1.034
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda ⁽⁶⁾		104	6	110
Total general	176	10.125	1.921	12.222

(1) Incluye Ampla, Coelce, CIEN, CTM, TESA, Cachoeira Dourada, Fortaleza, y En-Brasil Comercio y Servicios.

(2) Incluye Pehuenche, Gas Atacama Chile

(3) Incluye Empresa Eléctrica de Colina y Luz Andes.

(4) Incluye: Cemsa y Dock Sud.

(5) Incluye: Piura y Generalima.

(6) Incluye: Ex-ICT y Ex-Manso de Velasco. No considera Aguas Santiago Poniente y Const, y Proyecto Los Maitenes, las que han sido vendidas.



Responsabilidad social y desarrollo sostenible

Diversidad en la gerencia general y demás gerencias que reportan a esta gerencia o al directorio

Número de personas por género:

Femenino	1
Masculino	8
Total general	9

Número de personas por nacionalidad:

Chilena	5
Española	1
Italiana	3
Total general	9

Número de personas por rango de edad:

Entre 30 y 40 años	1
Entre 41 y 50 años	2
Entre 51 y 60 años	6
Total general	9

Número de personas por antigüedad:

Menos de 3 años	6
Entre 9 y 12 años	1
Más de 12 años	2
Total general	9



Diversidad en la organización

Número de personas por género:	Enersis	ICT
Femenino	194	28
Masculino	269	82
Total general	463	110

Número de personas por nacionalidad:	Enersis	ICT
Americana	1	-
Argentina	3	4
Brasileña	9	2
Chilena	431	97
Colombiana	6	3
Española	5	3
Italiana	4	1
Panameña	1	
Rumana	2	
Venezolana	1	
Total general	463	110

Número de personas por rango de edad:	Enersis	ICT
Menor a 30 años	22	4
Entre 30 y 40 años	193	40
Entre 41 y 50 años	144	30
Entre 51 y 60 años	82	29
Entre 61 y 70 años	22	7
Total general	463	110

Número de personas por antigüedad:	Enersis	ICT
Menos de 3 años	66	13
Entre 3 y 6 años	67	21
Más de 6 y menos de 9 años	61	21
Entre 9 y 12 años	54	7
Más de 12 años	215	48
Total general	463	110

Salario medio fijo de las mujeres respecto a los hombres atendiendo a su categoría profesional

Contenidos		
Directivos	%	78
Mandos intermedios	%	103
Administrativos y personal de oficina	%	96
Media	%	98

Actividades de Recursos Humanos

Relaciones Laborales

Durante 2015 se efectuó el proceso de negociación colectiva con los Sindicatos de Profesionales y Administrativos de Enersis, en un marco reglado y en las fechas legales establecidas. Este proceso concluyó con dos Contratos Colectivos con vigencia de 4 años.

Cabe destacar la continuidad del programa de reuniones periódicas con las organizaciones sindicales, lo que ha permitido consolidar, en el tiempo, un diálogo abierto, franco y sin restricciones con los representantes de los trabajadores, en beneficio de mejorar las condiciones laborales y de clima de nuestros empleados.



Seguridad y Salud Laboral

En Enersis la seguridad y la salud laboral son objetivos estrechamente ligados al negocio, el cual por su naturaleza está sujeto a la presencia de riesgos críticos. En el proceso continuo de mejora, en el que todos contribuyen, se destaca de manera especial, como valor, el liderazgo con respecto a la integración real de la seguridad y la salud laboral en todos los niveles y en todas las actividades que la empresa desarrolla, reforzando la prioridad de la misma en la gestión empresarial por su importancia estratégica. En el ámbito del liderazgo se acentúa la participación activa de los diferentes estamentos de la empresa en el control de los riesgos de los trabajadores en sus diferentes actividades, a través de la revisión de la gestión preventiva en las reuniones semanales de seguridad, revisión de las condiciones de seguridad en terreno a través de inspecciones, planes de formación en prevención de riesgos y campañas de seguridad. También cabe señalar que con el objetivo de alcanzar la meta cero accidentes, en Enersis se ha establecido un actuar coordinado con las empresas contratistas para homologar las mejores prácticas en este ámbito.

En materias de Seguridad y Salud Laboral, se destaca lo siguiente:

Difusión y Promoción de Salud

El objetivo de este programa es proporcionar, educar y formar a los trabajadores de la compañía a través de actividades respecto al fomento en la calidad de vida que contemplan las acciones de difusión masiva a través de afiches, material gráfico e información enviada a través del mail, denominada "Consejos que dan vida". Dentro de los tópicos de cada mes se encuentran:

- > **Mes de marzo:** Campaña anti estrés: Dar a conocer recomendaciones prácticas para eliminar las causas del estrés.
- > **Mes de abril:** Campaña de inmunización: Invitación a vacunación para prevenir la influenza.
- > **Mes de mayo:** Campaña antibacilo: Entregar consejos para prevenir el hábito tabáquico.
- > **Mes de junio:** Campaña cáncer de próstata y cervicouterino: Difundir consejos para la detección de estas enfermedades a través de la invitación al examen preventivo anual.
- > **Mes de julio:** Campaña de prevención de contagios virales y enfermedades respiratorias: Dar a conocer recomendaciones prácticas para prevenir los contagios de estas enfermedades.
- > **Mes de agosto:** Campaña cuidado del corazón: Entregar recomendaciones prácticas para el cuidado del corazón
- > **Mes de septiembre:** Campaña cáncer de colon y cáncer gástrico: Dar a conocer recomendaciones prácticas para la detección oportuna de estas enfermedades a través del examen preventivo.
- > **Mes de octubre:** Campaña prevención del cáncer de mama: Invitación a participar de la prevención de esta enfermedad a través de la detección precoz de esta dolencia.
- > **Mes de noviembre:** Campaña potencia tu energía: Entregar recomendaciones prácticas de alimentación para mejorar la calidad de vida.
- > **Mes de diciembre:** Campaña cuida tu piel todo el año: Difundir consejos para el cuidado de la piel ante la radiación ultravioleta y otros agentes.



Programa Inmunizaciones

La inmunización en los trabajadores del Grupo Enersis es una medida preventiva orientada a todos los trabajadores de la compañía, que tiene como objetivo principal prevenir la aparición de enfermedades de recurrente contagio masivo, que en su afección pueden causar altos ausentismos y daños a la calidad de vida de la persona.

La vacuna Influenza Estacionaria, Trivalente: Se entregan durante el primer trimestre del año de manera anual, previniendo el brote que se inicia a principios de junio. En el periodo 2015 tuvo una adherencia del 84% de la plantilla.

Programa Exámenes Preventivos

El objetivo de este programa es realizar evaluaciones médicas periódicas a los trabajadores con el objeto de detectar, de manera precoz, alteraciones o patologías con daño potencial de la salud de las personas. Este programa va dirigido a todos los trabajadores de la compañía y se lleva a cabo a través de un protocolo definido según género y edad, convocando al 57% de la plantilla.

Campañas de Seguridad

Desarrollo de actividades en el marco del Día Internacional de la Seguridad y la Semana de la Seguridad Enel desarrollada en los meses de abril y junio respectivamente. En ella, se busca dar a conocer y reforzar las medidas preventivas tendientes a evitar la ocurrencia de accidentes laborales.

Implementación de Nuevos Estándares de Seguridad

Definición e implementación de nuevos elementos de señalización, barreras de seguridad y elementos de protección personal para el trabajo en altura en las diferentes actividades de la empresa con el objeto de controlar los riesgos en dichas labores.

Formación en Seguridad

En el marco de capacitaciones asociadas a Salud y Seguridad Laboral de las personas en el trabajo, y buscando reforzar nuestras competencias en esta materia, se capacitaron 119 trabajadores propios y 700 contratistas.

Desarrollo de Programas de Entrenamiento

Ejecución de programas de entrenamiento en las actuaciones ante emergencias y primeros auxilios en los centros de trabajo.



Gestión de Personas

Gestión del Clima

La gestión de clima y el compromiso son un pilar fundamental en la estrategia de la empresa. Durante 2015 han seguido su curso un sin número de iniciativas que buscan mantener la motivación, satisfacción y el compromiso de los trabajadores.

Estas iniciativas apuntan a mejorar las siguientes categorías, que son parte de los instrumentos utilizados para evaluar el clima al interior de la empresa: liderazgo, comunicación, meritocracia y desarrollo, medidas de conciliación y buenas prácticas laborales.

En relación al liderazgo, Enersis cuenta con un programa de fortalecimiento de gestores, que tiene por objetivo promover y fortalecer el importante rol de las jefaturas en la generación de climas organizacionales que faciliten la satisfacción y desarrollo de sus trabajadores. "Dejando Huellas" ha sido diseñado como un programa integral de entrenamiento de habilidades, formación y acompañamiento, y contempla la construcción de un itinerario individual para cada gestor, que entre las actividades que lo conforman considera talleres de entrenamiento de habilidades, coaching individual, acompañamiento guiado de reuniones y la creación de una red de buenas prácticas de gestión de personas.

Con el propósito de establecer un contacto permanente con los trabajadores, Enersis ha implementado iniciativas de comunicación a través de las que día a día se dan a conocer y explican diversas temáticas de interés con foco en la gestión de personas. Para ello, se desarrolla un programa de radio semanal, un website, manuales de buenas prácticas y un boletín mensual para gestores, entre otras acciones.

Adicionalmente, se han realizado iniciativas de interacción con Recursos Humanos. Éstas son reuniones que marcan la presencia permanente de la gerencia y que tiene por objetivo lograr un mayor conocimiento por parte de los empleados de las políticas y buenas prácticas que tiene la compañía, junto con conocer las necesidades que tienen para el desarrollo de su trabajo en el día a día.

Otra destacada iniciativa es, el "Plan de Gerente y Jefe Cercano", que consiste en promover buenas prácticas por parte de los directivos y gestores, fomentando un mayor acercamiento a los problemas cotidianos de los empleados. Dentro de las modalidades que tiene el programa se encuentran: visitas de los ejecutivos en terreno, desayunos y coffees, entre otros.



Para el caso de los programas que apuntan a la meritocracia y el desarrollo, contamos con la gestión del desarrollo profesional mediante acciones de promoción por mérito y mediante oportunidades laborales locales y en el extranjero donde tiene presencia el Grupo. Destacó durante 2015 el IDP “Itinerario de Desarrollo Personal”, sistema de detección de necesidades de desarrollo mediante el cual los trabajadores de la empresa definen, en conjunto con su gestor, sus necesidades de desarrollo actuales y futuras, las cuales son conocidas por la unidad de formación para la elaboración del programa del formación anual.

Otra interesante iniciativa es la entrevista “Uno a Uno”; conversaciones personalizadas que permiten profundizar la motivación y los diferentes estilos de trabajo de las personas, fortaleciendo su grado de compromiso y nivel de productividad. En estas entrevistas, además se identifican valores diferentes y necesidades específicas presentes de cada persona con el fin de satisfacer distintos modelos de desarrollo profesional existentes en la empresa.

Se ha continuado con el Programa “Reconocernos”, el cual busca potenciar una cultura de reconocimiento al interior de la empresa y generar instancias de reconocimiento formales mediante la realización de ceremonias por gerencia, así como también ceremonias masivas por empresa donde se reconoce a los trabajadores destacados, trayectoria laboral entre otros.





Diversidad

Enersis como parte del grupo de empresas del Grupo Enel en Chile, ha desarrollado una nueva Política de Diversidad como parte de su estrategia, abordando prácticas vinculadas con género, edad, nacionalidad y discapacidad. Esta política promueve los principios de la no discriminación, igualdad de oportunidades, inclusión y balance entre la vida personal y laboral, como valores fundamentales en las actividades de las empresas que forman parte del Grupo.

Uno de los nuevos programas en materia de diversidad, lanzado en 2015, fue el "Tutorship" o Programa de Tutorías. Una iniciativa de integración, que permite preparar y orientar al trabajador en momentos de transición importante en su vida profesional y personal, tales como: nuevas contrataciones, permisos por maternidad y trabajadores de distintas nacionalidades.



Medidas de Conciliación y flexibilidad laboral

Como parte de las medidas de conciliación y flexibilidad el programa de Teletrabajo, iniciado en 2012, y que se ha consolidado como una de las medidas más valoradas dentro de la empresa. En la actualidad contamos con 85 teletrabajadores del grupo en el programa, 36 de ellos de Enersis, bajo la modalidad de un día a la semana conectándose a trabajar desde su hogar mejorando la conciliación laboral y familiar junto con su calidad de vida.



Reclutamiento y Selección

Cobertura de Vacantes

Para Enersis, el principal objetivo es incorporar a las mejores personas para los cargos vacantes, siendo nuestro principio rector el privilegiar, en primera instancia, a los candidatos internos.

Durante el año 2015 se generaron un total de 122 vacantes en Enersis S.A., de las cuales un 65% corresponde a coberturas mediante modalidad interna, considerando por tales a la realización de concursos internos de ámbito local e internacional, procesos de movilidad horizontal y ascendente o promoción.

Asimismo, de la fuerza laboral externa que ingresó en 2015 (35% de todas las vacantes), un 13% corresponde a alumnos en práctica, que fueron considerados como candidatos y finalmente quedaron contratados al finalizar su período.

Programa de Prácticas y Atracción de Talento Joven

En esta línea, un proyecto destacable en términos de generación de nuevas fuentes de reclutamiento es la incorporación, en calidad de practicantes y memoristas de aquellos futuros jóvenes profesionales pertenecientes a las mejores universidades del país, a los que se les brinda la oportunidad de consolidar un aprendizaje gradual de la complejidad y estilo de Enersis, logrando, por tanto, dos objetivos que es la disponibilidad de fuentes de reclutamiento cercanas y de relativo rápido acceso, tanto por la posibilidad de contar con referencias y evaluaciones directas de aquellos alumnos que destaquen y que puedan calzar no sólo con las competencias técnicas sino que también con los valores asociados a nuestra compañía y adicionalmente, marcar presencia constante en las principales casas de estudios de nuestro país. Este programa de prácticas se realiza de manera permanente durante todo el año, siendo el peak de ingresos durante el verano, y contabilizando para el periodo 2015 un total de 69 alumnos practicantes o memoristas.

Para generar lazos con universidades y atraer a los mejores alumnos, durante 2015 Endesa Chile, filial del Grupo, participó en la Feria Laboral de la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile, y en la Feria Empresarial de la Universidad de Chile y la Feria Laboral de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Católica de Chile. Nuestro stand recibió a estudiantes de las carreras de Ingeniería Civil Industrial, Ingeniería Civil Eléctrica e Ingeniería Comercial.

Diversidad e Inclusión

Para Enersis, contar con equipos de trabajo diversos y cultivar un ambiente laboral inclusivo es esencial, traduciéndose esto en la búsqueda permanente de nuevas formas que permitan la sensibilización y faciliten la construcción de una fuerza laboral diversa y un ambiente laboral en el cual se respeten y valoren las diferencias individuales. Es así como una acción, es la gestión del Programa Entrada, donde se busca incorporar a alumnos practicantes de carreras técnicas y profesionales, en situación de discapacidad física, para tal programa se realizan alianzas de trabajo con distintas fundaciones y con el Ministerio de Educación.

Asimismo, en la línea de fomentar la diversidad en todos sus ámbitos y contribuir en la generación de alternativas de desarrollo, destaca la creciente participación de mujeres en concursos internos, alcanzando un 40% del total de adjudicaciones promoviendo, de esta forma, y de modo gradual el empoderamiento y liderazgo femenino. Es relevante destacar que del total de ingresos externos, un 69% correspondió a mujeres.

Finalmente, y dentro de la óptica de mejora continua, este año se realizó seguimiento a los nuevos ingresos a través de una entrevista personalizada al cumplir seis meses en la empresa. El 100% de los entrevistados declaró sentirse completamente adaptado a su cargo y a la empresa, así como en el caso de Enersis el 100% se sintió muy satisfecho con el proceso de selección y acompañamiento inicial experimentado.



Acción Educativa

Capacitaciones Enersis

El programa de capacitación 2015 de Enersis se construyó y ejecutó sobre la base de dos principios fundamentales de gestión: En primer lugar, lograr el justo equilibrio entre las actividades formativas con foco en el desarrollo de competencias y conocimientos técnicos esenciales para el mejor desempeño de nuestros trabajadores en sus puestos de trabajo, así como también el entrenamiento en competencias conductuales que les permiten a nuestros colaboradores aumentar sus posibilidades de desarrollo al interior del Grupo.

El segundo principio es solventar el programa de formación sobre un mecanismo de detección de necesidades que permita identificar, conjuntamente entre el colaborador y su gestor, las brechas técnicas y conductuales que es necesario cubrir, tanto en lo que respecta a productividad individual en el puesto de trabajo como para acceder a eventuales oportunidades de desarrollo futuro. El sistema de detección de necesidades se denomina IDP (Itinerario Desarrollo Profesional), el cual tiene un periodo de implementación de dos años. Durante 2015, el porcentaje de trabajadores que accedió a al menos una de las tres actividades declaradas en su IDP alcanzó el 51,2%.

En términos generales, el desempeño de las actividades de capacitación en Enersis durante 2015, arroja una cobertura de 76,8%, lo que implica que 367 trabajadores tuvieron al menos una actividad de formación durante el año. El total de horas capacitadas fue de 22.841, lo que arroja una tasa de capacitación (horas capacitadas por cada 100 horas trabajadas) de 2%.

Respecto de la formación técnica, la cual constituye el foco principal de atención en materia de capacitación dada la necesidad de actualizar conocimientos técnicos y procurar la adquisición de nuevas herramientas de gestión, el porcentaje de horas capacitadas dedicadas a este ítem alcanzó al 52,5%, cubriendo a una población de 403 trabajadores. Dentro de las actividades de formación técnica, destacan aquellas ligadas a la gestión del conocimiento; esto es, la implementación de actividades de transferencia de conocimientos y experiencias desde trabajadores que

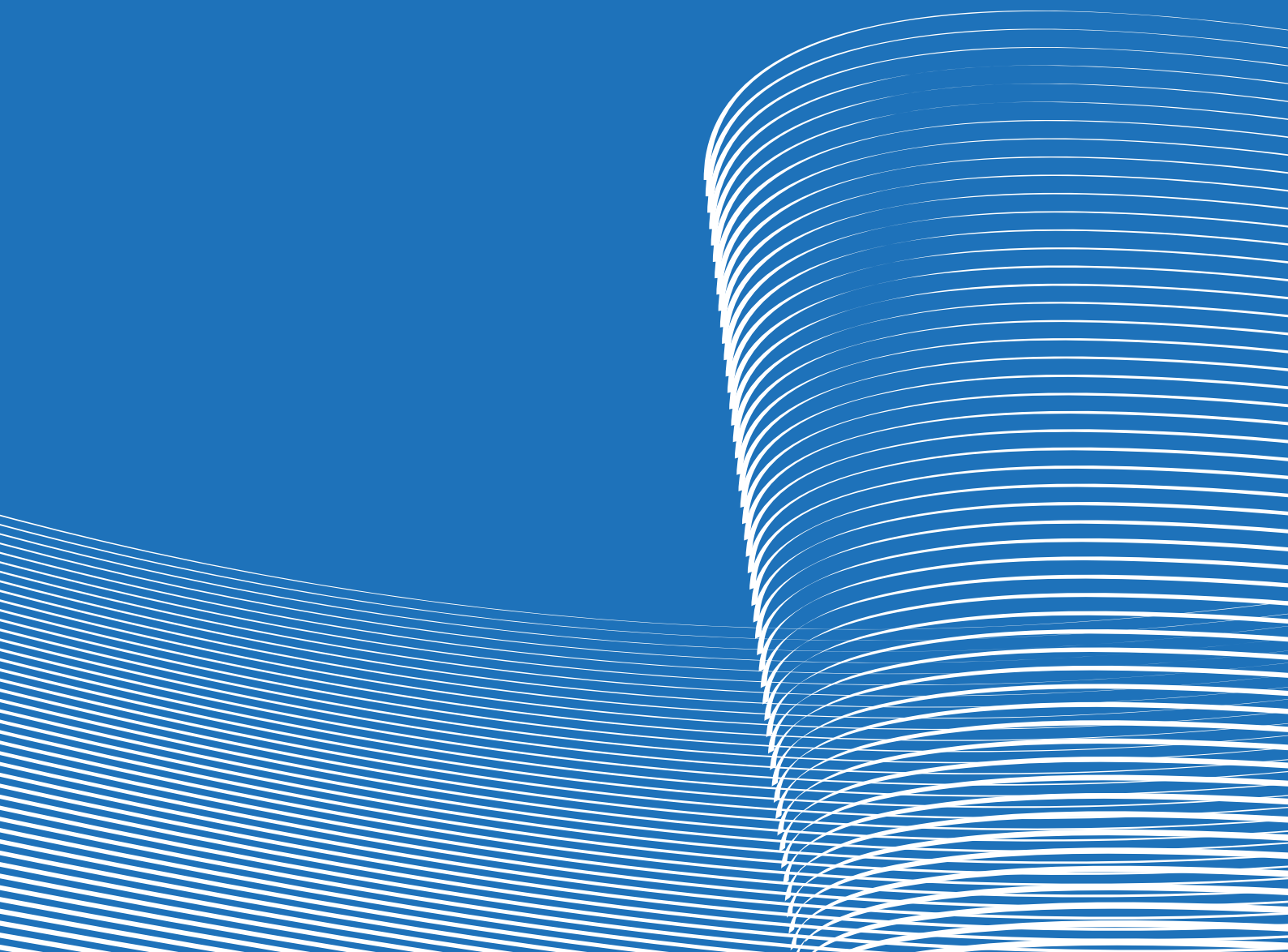
cuentan con una mayor expertise en temas específicos hacia otros que están en proceso de desarrollo. Un total de 16 actividades de transferencia de conocimientos fueron realizadas, lo que reafirma nuestro compromiso con el desarrollo, reconocimiento y difusión del conocimiento al interior de la empresa.

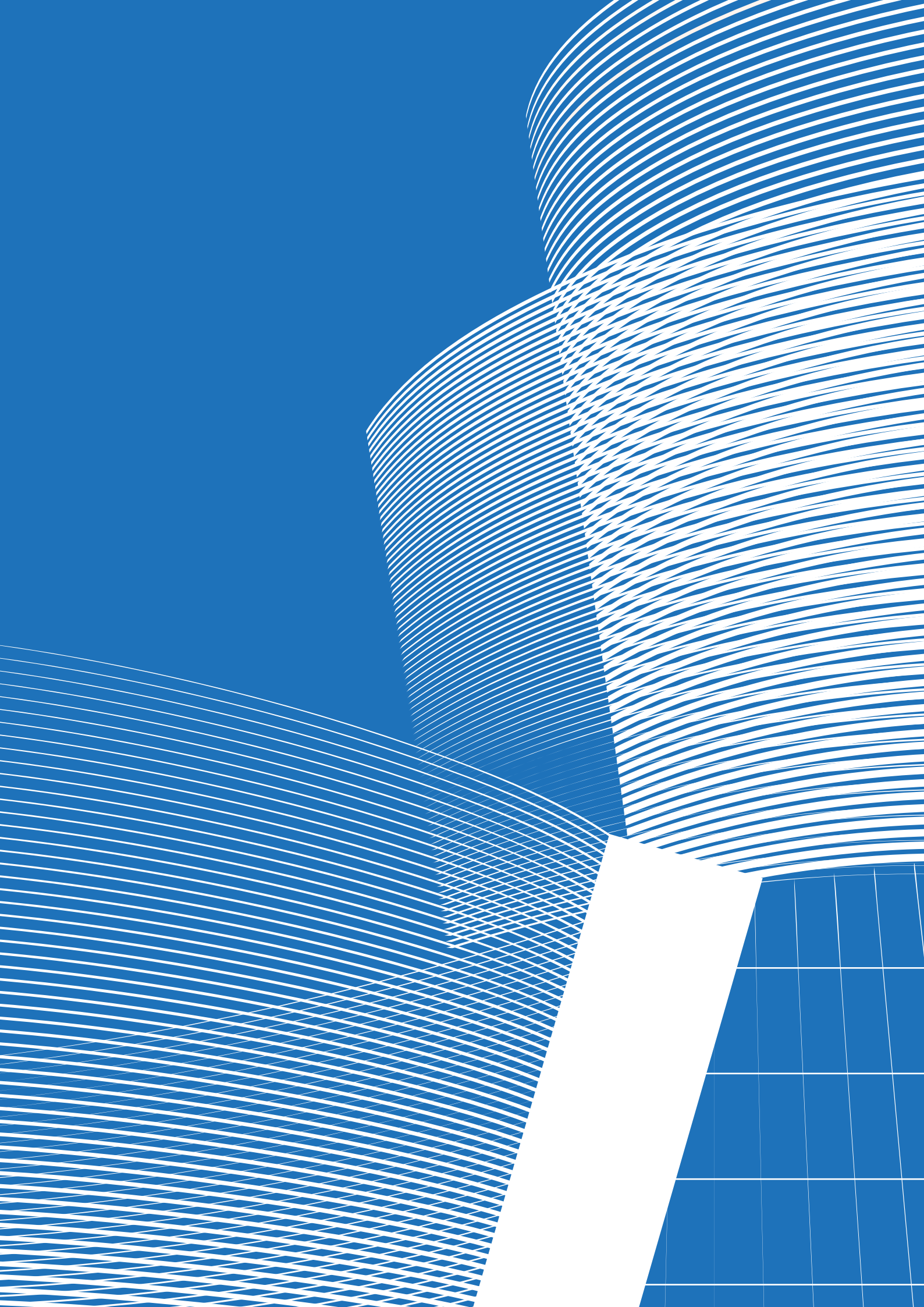
En materia de desarrollo de nuevas habilidades conductuales y de gestión, diversos programas fueron implementados durante 2015. Entre ellos, destacan los diplomados internos de Mercados Eléctricos y Control de Gestión, ambos impartidos por la Universidad de Chile bajo un diseño especialmente elaborado para nuestras necesidades como empresa. El primero, contó con la participación de 10 trabajadores, mientras que el Diploma de Control de Gestión congregó a 22 trabajadores. En este mismo contexto, también destacan las actividades ligadas al desarrollo de habilidades de liderazgo, siendo particularmente relevante el programa de gestores, el cual busca identificar las brechas de liderazgo de cada uno de nuestros gestores y levantar un plan de formación específico a sus necesidades individuales. Durante 2015 participaron de este programa 24 gestores.

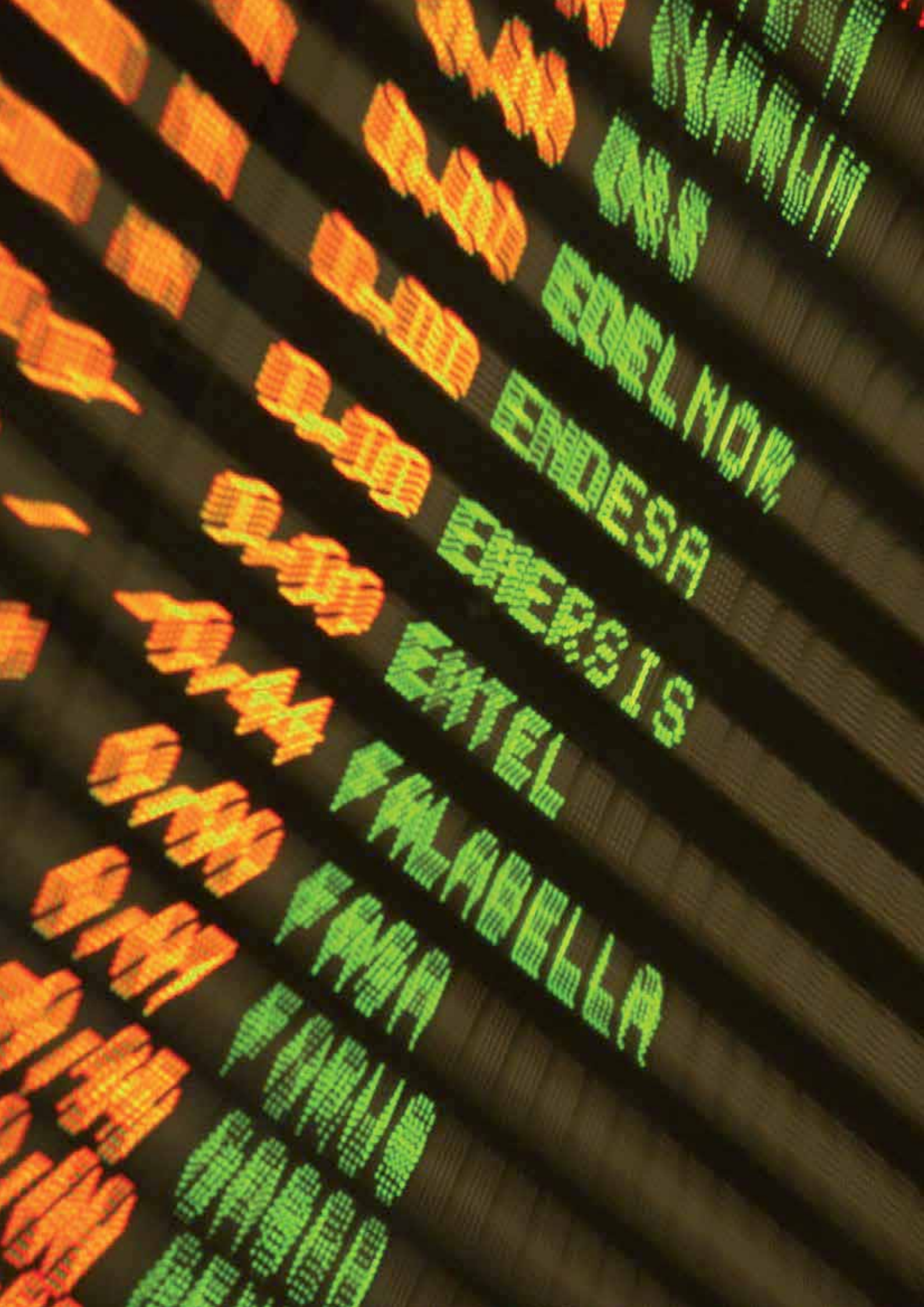
Finalmente, y tal como ha sido declarado en todos los niveles y segmentos de personal al interior de la empresa, la prevención de riesgos, la salud y en general la seguridad de las personas constituye un foco de especial relevancia y permanente atención. En este contexto, las actividades de formación ligadas al ámbito de la Seguridad y Salud Laboral involucraron a un total de 68 trabajadores.



Transacciones Bursátiles







Transacciones Bursátiles

Las transacciones trimestrales de los últimos tres años realizadas en las bolsas donde se transa la acción de Enersis tanto en Chile, a través de la Bolsa de Comercio de Santiago, de la Bolsa Electrónica de Chile y de la Bolsa de Valores de Valparaíso; así como en Estados Unidos de América y España, a través de la New York Stock Exchange (NYSE) y la Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX), respectivamente, se detallan a continuación.

Bolsa de Comercio de Santiago

Durante 2015, en la Bolsa de Comercio de Santiago, se transaron 5.720 millones de acciones, lo que equivale a \$1.114.825 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$171,07.

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2013	2.438.386.788	438.757.705.262	179,94
2do trimestre 2013	2.192.921.524	374.486.929.466	170,77
3er trimestre 2013	1.972.388.086	314.491.374.642	159,45
4to trimestre 2013	1.470.668.035	239.826.138.771	163,07
Total 2013	8.074.364.433	1.367.562.148.141	
1er trimestre 2014	1.623.445.553	255.577.682.762	157,34
2do trimestre 2014	1.714.822.877	307.339.629.430	179,19
3er trimestre 2014	1.442.088.639	282.911.479.797	196,47
4to trimestre 2014	1.374.689.553	261.198.495.746	190,63
Total 2014	6.155.046.622	1.107.027.287.735	
1er trimestre 2015	1.389.153.497	275.998.191.628	198,83
2do trimestre 2015	1.579.468.813	334.826.261.051	211,43
3er trimestre 2015	1.314.355.177	250.659.886.643	191,24
4to trimestre 2015	1.436.751.752	253.340.302.162	176,50
Total 2015	5.719.729.239	1.114.824.641.484	

Bolsa Electrónica de Chile

En la Bolsa Electrónica de Chile se transaron, durante el año, la cantidad de 569 millones de acciones, lo que equivale a \$110.216 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$173,00.

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2013	457.040.369	82.674.197.920	180,89
2do trimestre 2013	307.352.957	52.399.743.916	170,49
3er trimestre 2013	187.542.120	30.138.018.160	160,7
4to trimestre 2013	190.280.215	31.394.375.774	164,99
Total 2013	1.142.215.661	196.606.335.770	
1er trimestre 2014	172.383.389	27.137.183.296	156,69
2do trimestre 2014	211.681.096	37.686.041.573	178,67
3er trimestre 2014	125.894.077	24.592.588.070	195,60
4to trimestre 2014	96.224.747	18.239.568.492	189,78
Total 2014	606.183.309	107.655.381.431	
1er trimestre 2015	75.325.511	14.893.594.307	197,37
2do trimestre 2015	153.979.478	33.094.253.771	213,08
3er trimestre 2015	172.604.478	32.789.265.995	193,19
4to trimestre 2015	167.393.236	29.438.618.540	176,32
Total 2015	569.302.703	110.215.732.613	

Bolsa de Valores de Valparaíso

En la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron durante el año un total de 13,5 mil acciones, lo que equivale a \$2,6 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$200,0.

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2013	7.662.176	1.409.775.514	183,99
2do trimestre 2013	5.159.336	834.654.380	161,78
3er trimestre 2013	33.748.331	5.304.258.272	157,17
4to trimestre 2013	0	0	
Total 2013	46.569.843	7.548.688.166	
1er trimestre 2014	0	0	
2do trimestre 2014	90.400	16.145.440	178,60
3er trimestre 2014	0	0	
4to trimestre 2014	0	0	
Total 2014	90.400	16.145.440	
1er trimestre 2015	13.500	2.660.000	197,5
2do trimestre 2015	0	0	
3er trimestre 2015	0	0	
4to trimestre 2015	0	0	
Total 2015	13.500	2.660.000	

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Las acciones de Enersis comenzaron a transarse en la Bolsa de Nueva York (NYSE) el 20 de octubre de 1993. Un ADS (American Depositary Share) de Enersis representa 50 acciones y su nemotécnico es ENI. Citibank N.A. actúa como banco depositario, y Banco Santander Chile como custodio en nuestro país. Durante 2015, en los Estados Unidos de América se transaron 191 millones de ADS lo que equivale US\$2.817 millones. El precio del ADS cerró a diciembre en US\$12,15.

Periodos	Unidades	Montos (Dólares)	Precio Promedio
1er trimestre 2013	45.963.195	874.885.600	19,03
2do trimestre 2013	50.929.574	907.083.863	17,81
3er trimestre 2013	36.942.777	583.580.477	15,80
4to trimestre 2013	33.394.036	529.200.532	15,85
Total 2013	167.229.582	2.894.750.472	
1er trimestre 2014	44.259.588	629.442.974	14,24
2do trimestre 2014	38.783.995	624.044.468	16,10
3er trimestre 2014	34.353.893	583.933.245	16,99
4to trimestre 2014	31.540.880	500.827.454	15,91
Total 2014	148.938.356	2.338.248.140	
1er trimestre 2015	31.386.671	499.346.581	15,91
2do trimestre 2015	52.955.231	915.144.721	17,19
3er trimestre 2015	46.264.472	646.446.669	14,09
4to trimestre 2015	60.162.543	755.874.266	12,58
Total 2015	190.768.917	2.816.812.237	

Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex)

Las acciones de Enersis comenzaron a transarse en el Mercado de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex) el 17 de diciembre de 2001. Hasta el mes de abril del año 2011, la unidad de contratación para la compañía era de 50 acciones y su nemotécnico es XENI. Desde el 2 mayo de 2011 la unidad de contratación es unitaria. Banco Santander, S.A. actúa como entidad de enlace y el Banco Santander S.A., como custodio en Chile. Durante el 2015, se transaron 4,3 millones de acciones, lo que equivale a 1,0 millones de euros. El precio de la unidad de contratación, en diciembre, cerró en 0,22 euros.

Periodos	Unidades	Montos (euros)	Precio Promedio
1er trimestre 2013	1.329.415	383.687	0,29
2do trimestre 2013	1.396.386	364.307	0,26
3er trimestre 2013	2.376.982	554.612	0,23
4to trimestre 2013	1.819.724	418.887	0,23
Total 2013	6.922.507	1.721.493	
1er trimestre 2014	3.347.370	733.639	0,21
2do trimestre 2014	3.157.002	729.760	0,23
3er trimestre 2014	3.117.908	751.724	0,24
4to trimestre 2014	1.547.215	373.001	0,23
Total 2014	11.169.495	2.588.124	
1er trimestre 2015	786.073	201.968	0,25
2do trimestre 2015	499.252	143.775	0,28
3er trimestre 2015	217.988	58.438	0,25
4to trimestre 2015	2.817.470	627.832	0,23
Total 2015	4.320.783	1.032.013	

Enersis ha resuelto excluir de negociación del Latibex las acciones emitidas por dicha Compañía, con efecto a partir del día 4 de diciembre de 2015.



Información de Mercado

Durante 2015, en el mercado accionario chileno los precios de las acciones anotaron bajas en su rendimiento, lo que se reflejó en una caída del IPSA en 4,4% en relación con 2014. Esta caída está en línea con el mal desempeño que tuvieron las economías de la región, donde las principales Bolsas mostraron pérdidas aún mayores, como por ejemplo Brasil (-13,5%), Colombia (-26.7%) y Perú (-33.3%).

Este año también se caracterizó por ser uno de los peores años en la historia para los precios de los commodities, viéndose importantes caídas en los precios del petróleo, cobre, oro y gas natural entre otros, afectando esto directamente a las economías de la región, las cuales son esencialmente exportadoras de materia prima. De la mano con esto, se vio una importante depreciación de las principales monedas de latinoamérica contra el dólar de Estados Unidos. Lo anterior, junto con el bajo crecimiento de economías emergentes, como China y Brasil, marcaron el panorama económico global.

Bolsa de Comercio de Santiago

Evolución de la acción de Enersis durante los últimos dos años respecto al Índice Selectivo de Precios de Acciones (IPSA) en el mercado local:

Variación	2014	2015	Acumulada 2014-2015
Enersis	26,1%	-24,9%	8,5%
IPSA	4,1%	-4,4%	-0,5%

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Comportamiento de los ADR's de Enersis listados en NYSE (ENI) respecto a los índices Dow Jones Industrial y Dow Jones Utilities durante los últimos dos años:

Variación	2014	2015	Acumulada 2014-2015
ENI	6,9%	-24,2%	-18,9%
Dow Jones Industrial	7,5%	-2,2%	5,01%
Dow Jones Utilities	26,0%	-6,5%	17,8%

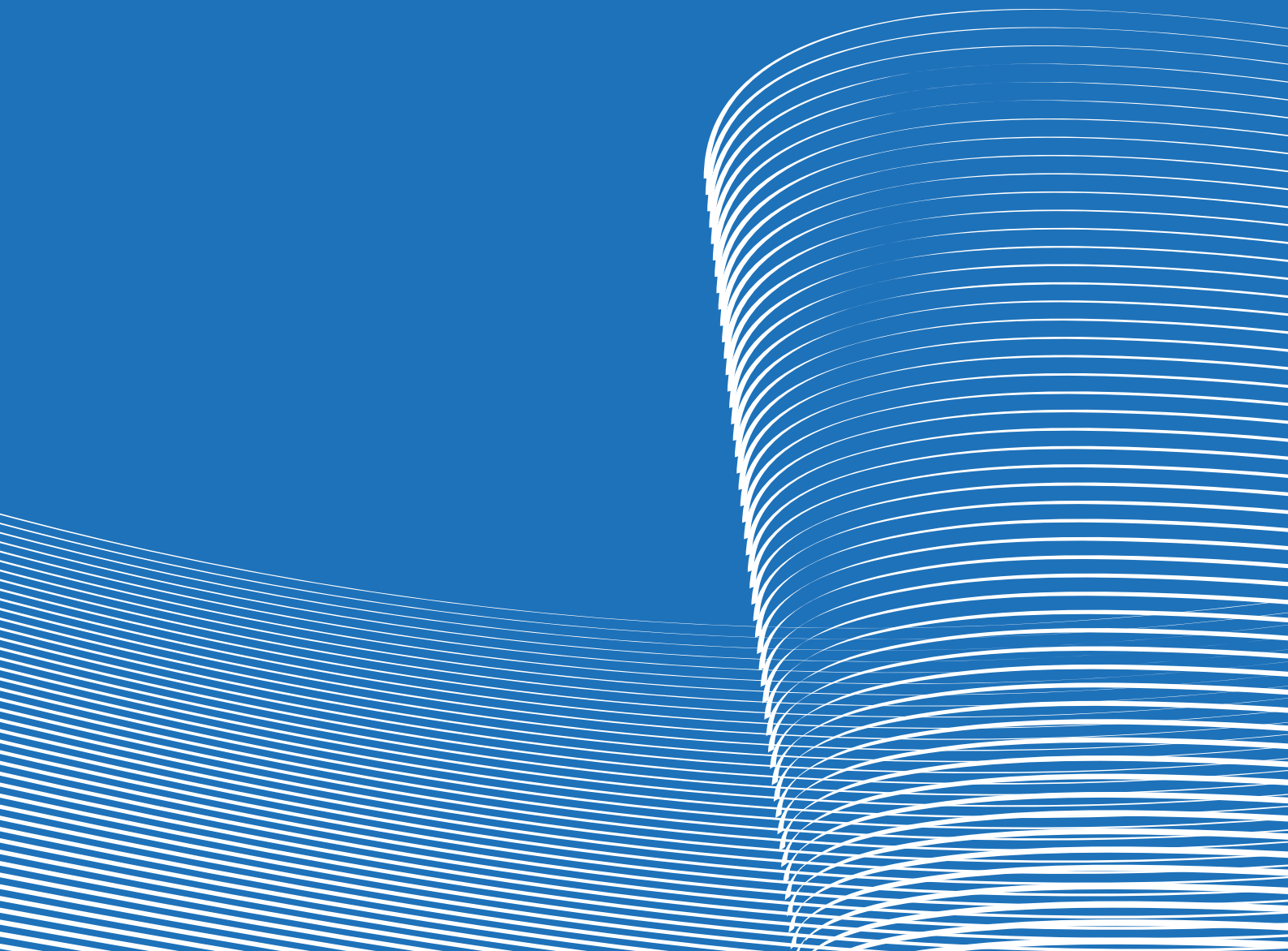
Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex)

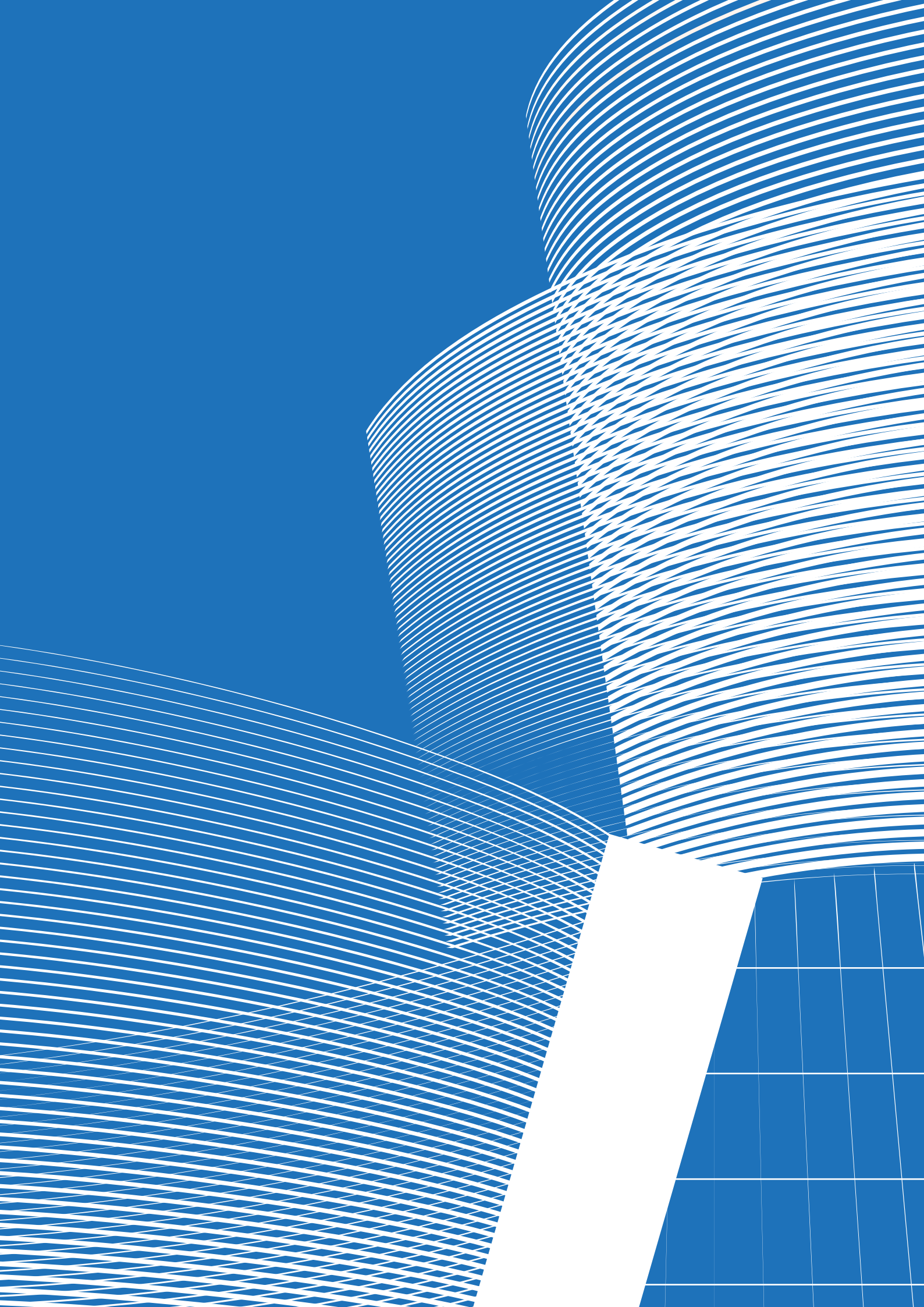
Desempeño de la acción de Enersis (XENI) listada en la Bolsa de Madrid (Latibex) a lo largo de los últimos dos años respecto al Índice LATIBEX.

Variación	2014	2015	Acumulada 2014-2015
XENI	4,9%	-5,5%	-0,9%
LATIBEX	-16,1%	-39,2%	-49,0%



Dividendos







De conformidad con la Norma de Carácter General N°283, numeral 5), se transcriben a continuación las políticas de dividendos de la sociedad correspondientes a los ejercicios 2016 y 2015.

Política de Dividendos Ejercicio 2016

Generalidades

El Directorio de la Compañía, en sesión de fecha 26 de febrero de 2016 aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente procedimiento sobre el pago de dividendos de Enersis Américas S.A., para el ejercicio 2016.

Política de Dividendos

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2016, según muestren los estados financieros de Enersis Américas S.A. a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2017.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2017, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2016. El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2017.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la Sociedad o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

Procedimiento para el Pago de Dividendos

Para el pago de dividendos, sean provisorios o definitivos, y con el objeto de evitar el cobro indebido de los mismos, Enersis Américas S.A. contempla las modalidades que se indican a continuación:

1. Depósito en cuenta corriente bancaria, cuyo titular sea el accionista;
2. Depósito en cuenta de ahorro bancaria, cuyo titular sea el accionista;
3. Envío de cheque nominativo o vale vista por correo certificado al domicilio del accionista que figure en el Registro de Accionistas de Enersis Américas S.A.; y
4. Retiro de cheque o vale vista en las oficinas de DCV Registros S.A., en su condición de administrador del registro de accionistas de Enersis Américas S.A, o en el banco y sus sucursales que se determine para tal efecto y que se informará en el aviso que se publique sobre el pago de dividendos.

Para estos efectos, las cuentas corrientes o de ahorro bancarias pueden ser de cualquier plaza del país.

Es preciso destacar que la modalidad de pago elegida por cada accionista será utilizada por DCV Registros S.A. para todos los pagos de dividendos, mientras el accionista no manifieste por escrito su intención de modificarla y registre una nueva opción.

A los accionistas que no tengan registrada una modalidad de pago, se les pagará de acuerdo a la modalidad N° 4 arriba señalada.

En aquellos casos en que los cheques o vales vista sean devueltos por el correo a DCV Registros S.A., aquéllos permanecerán bajo su custodia hasta que sean retirados o solicitados por los accionistas.

En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, Enersis Américas S.A. y/o DCV Registros S.A. podrán solicitar, por razones de seguridad, la verificación de ellas por parte de los bancos correspondientes. Si las cuentas indicadas por los accionistas son objetadas, ya sea en un proceso previo de verificación o por cualquier otra causa, el dividendo será pagado según la modalidad indicada en el punto N° 4 antes señalado.

Por otra parte, la Sociedad ha adoptado y continuará adoptando en el futuro todas las medidas de seguridad necesarias que requiere el proceso de pago de dividendos, de modo de resguardar los intereses tanto de los accionistas como de Enersis Américas S.A.

Política de Dividendos Ejercicio 2015 (1)

Generalidades

El Directorio de la Compañía, en sesión de fecha 26 de febrero de 2015 aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente procedimiento sobre el pago de dividendos de Enersis S.A., para el ejercicio 2015.

(1) A través de Hecho Esencial ingresado a la Superintendencia de Valores y Seguros el 24 de noviembre de 2015, Enersis S.A., informó lo siguiente:

De conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10°, inciso 2°, de la Ley N° 18.045 y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia y en uso de las facultades que se me han conferido, informo a usted, con carácter de hecho esencial, que, en su sesión celebrada el día de hoy, el Directorio de Enersis S.A., acordó, por la unanimidad de sus miembros, repartir con fecha 29 de enero de 2016, un dividendo provisorio de \$1,23875 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2015, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30.09.2015, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente en la materia.

Política de Dividendos

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2015, según muestren los estados financieros de Enersis S.A. a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2016.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2016, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2015.- El dividendo definitivo corresponderá al que defina la mencionada Junta Ordinaria de Accionistas.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la Sociedad o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

Utilidad Distribuible del Ejercicio 2015

La utilidad distribuible del ejercicio 2015, se indica a continuación:

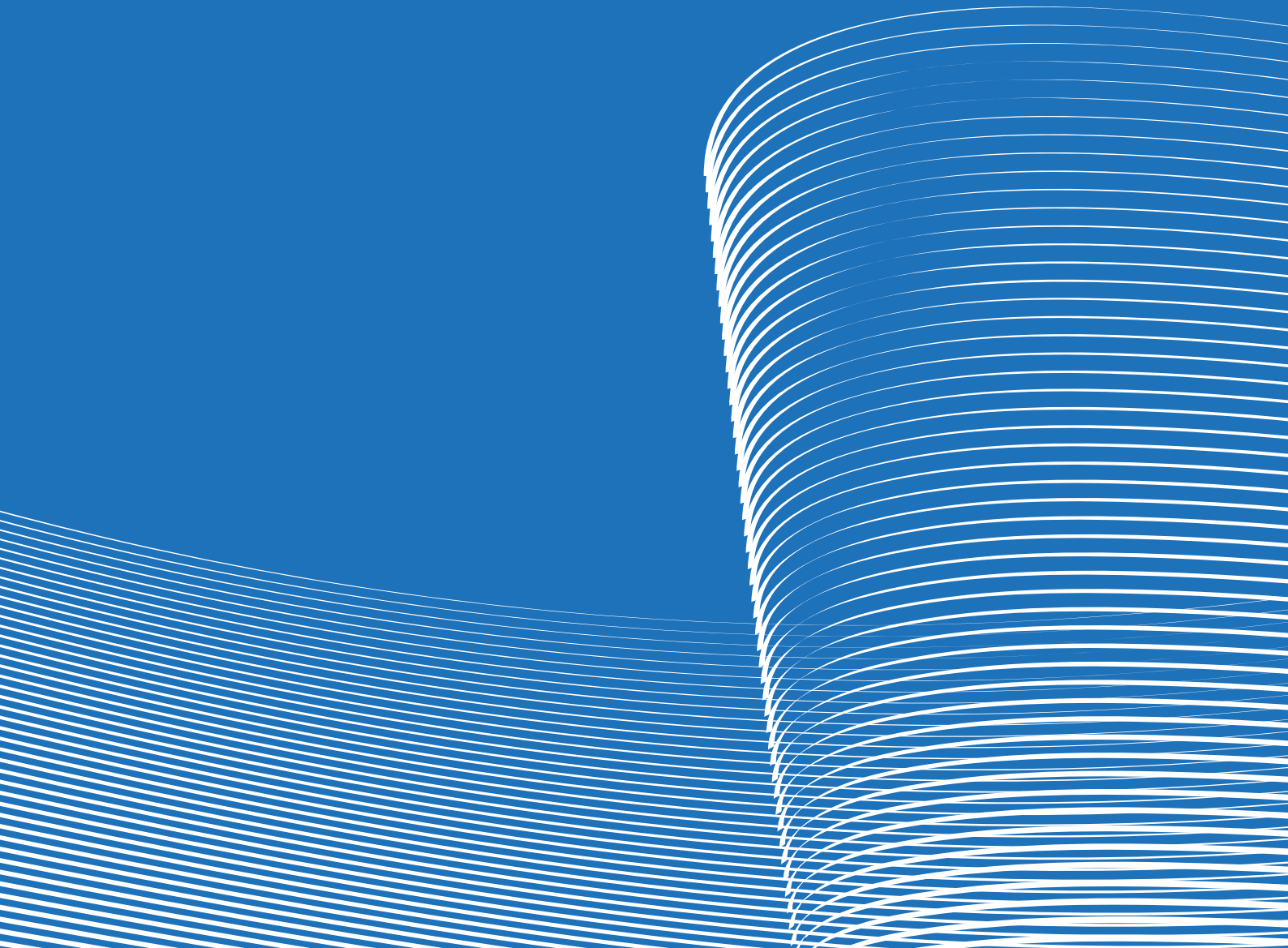
	Millones de \$
Utilidad del Ejercicio *	661.587
Utilidad Distribuible	661.587

* Atribuible a la sociedad dominante

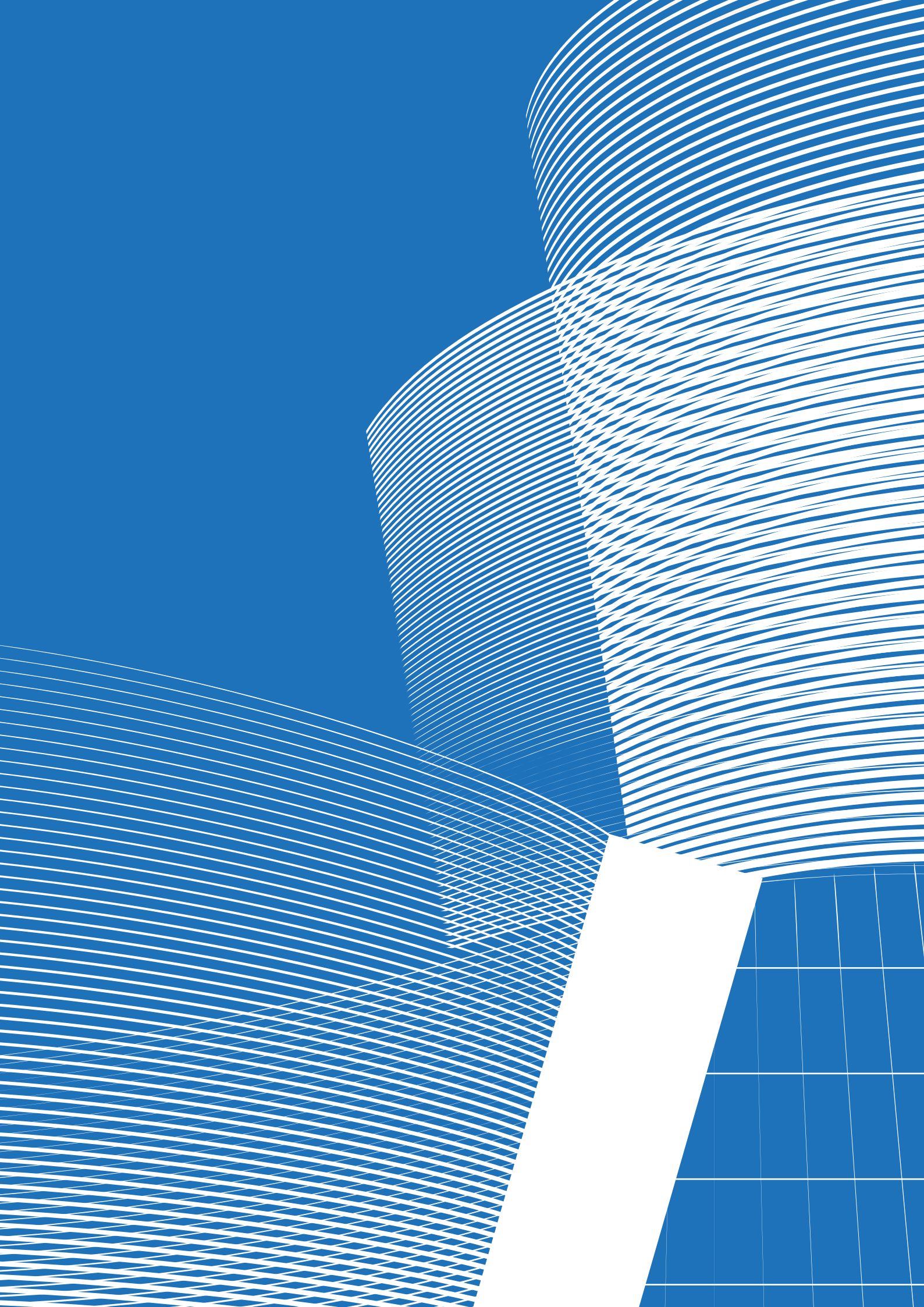
Dividendos Distribuidos

El siguiente cuadro muestra los dividendos por acción pagados durante los últimos años:

N° Dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de cierre	Fecha de pago	Pesos por acción	Imputado al ejercicio
81	Definitivo	29-04-2010	06-05-2010	4,64323	2009
82	Provisorio	21-01-2011	27-01-2011	1,57180	2010
83	Definitivo	06-05-2011	12-05-2011	5,87398	2010
84	Provisorio	21-01-2012	27-01-2012	1,46560	2011
85	Definitivo	17-05-2012	24-05-2012	4,28410	2011
86	Provisorio	19-01-2013	25-01-2013	1,21538	2012
87	Definitivo	04-05-2013	10-05-2013	3,03489	2012
88	Provisorio	25-01-2014	31-01-2014	1,42964	2013
89	Definitivo	10-05-2014	16-05-2014	5,27719	2013
90	Provisorio	24-01-2015	30-01-2015	0,83148	2014
91	Definitivo	18-05-2015	25-05-2015	5,38285	2014
92	Provisorio	23-01-2016	29-01-2016	1,23875	2015



Política de Inversiones
y Financiamiento
para el Ejercicio 2015



La Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 28 de abril de 2015, aprobó la Política de Inversión y Financiamiento que se señala a continuación.

Inversiones

Áreas de Inversión

Energis S.A. efectuará inversiones, según lo autorizan sus estatutos, en las siguientes áreas:

Aportes para inversión o formación de empresas filiales o coligadas cuya actividad sea afín, relacionada o vinculada a la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, o al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía.

Inversiones consistentes en la adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, comercialización y enajenación de toda clase de bienes inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales.

Otras inversiones en toda clase de activos financieros, títulos y valores mobiliarios.

Límites Máximos de Inversión

Los límites máximos de inversión por cada área de inversión corresponderán a los siguientes:

- i) Inversiones en sus filiales del sector eléctrico, las necesarias para que estas filiales puedan cumplir con sus respectivos objetos sociales.
- ii) Inversiones en otras empresas filiales, tales que, la suma de las proporciones de los activos fijos correspondientes a la participación en cada una de estas otras empresas filiales, no supere a la proporción de activo fijo correspondiente a la participación en las filiales del sector eléctrico y de Energis S.A.

Participación en el Control de las Áreas de inversión

Para el control de las áreas de inversión y de acuerdo a lo que establece el objeto social de Energis S.A., se procederá en la medida de lo posible, de la siguiente forma:

- > Se propondrá en las juntas de accionistas de las sociedades anónimas filiales y coligadas, la designación de directores que correspondan a la participación de Energis S.A. en las mismas, debiendo provenir estas personas preferentemente de entre los directores o ejecutivos tanto de la Sociedad como de sus empresas filiales.
- > Se propondrá a las empresas filiales las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que éstas deberán ceñirse.
- > Se supervisará la gestión de las empresas filiales y coligadas.
- > Se mantendrá un control permanente de los límites de endeudamiento, de forma tal que las inversiones o aportes que se realicen o se planifique realizar no impliquen una variación fuera de norma de los parámetros que definen los límites máximos de inversiones.

Nivel Máximo de Endeudamiento

El límite máximo de endeudamiento de Enersis S.A. estará dado por una relación deuda total/patrimonio más interés minoritario igual a 2,2 veces del balance consolidado.

Atribuciones de la Administración para Convenir con Acreedores Restricciones al Reparto de Dividendos

Sólo se podrá convenir con acreedores restricciones al reparto de dividendos, si previamente tales restricciones han sido aprobadas en junta de accionistas (ordinaria o extraordinaria).

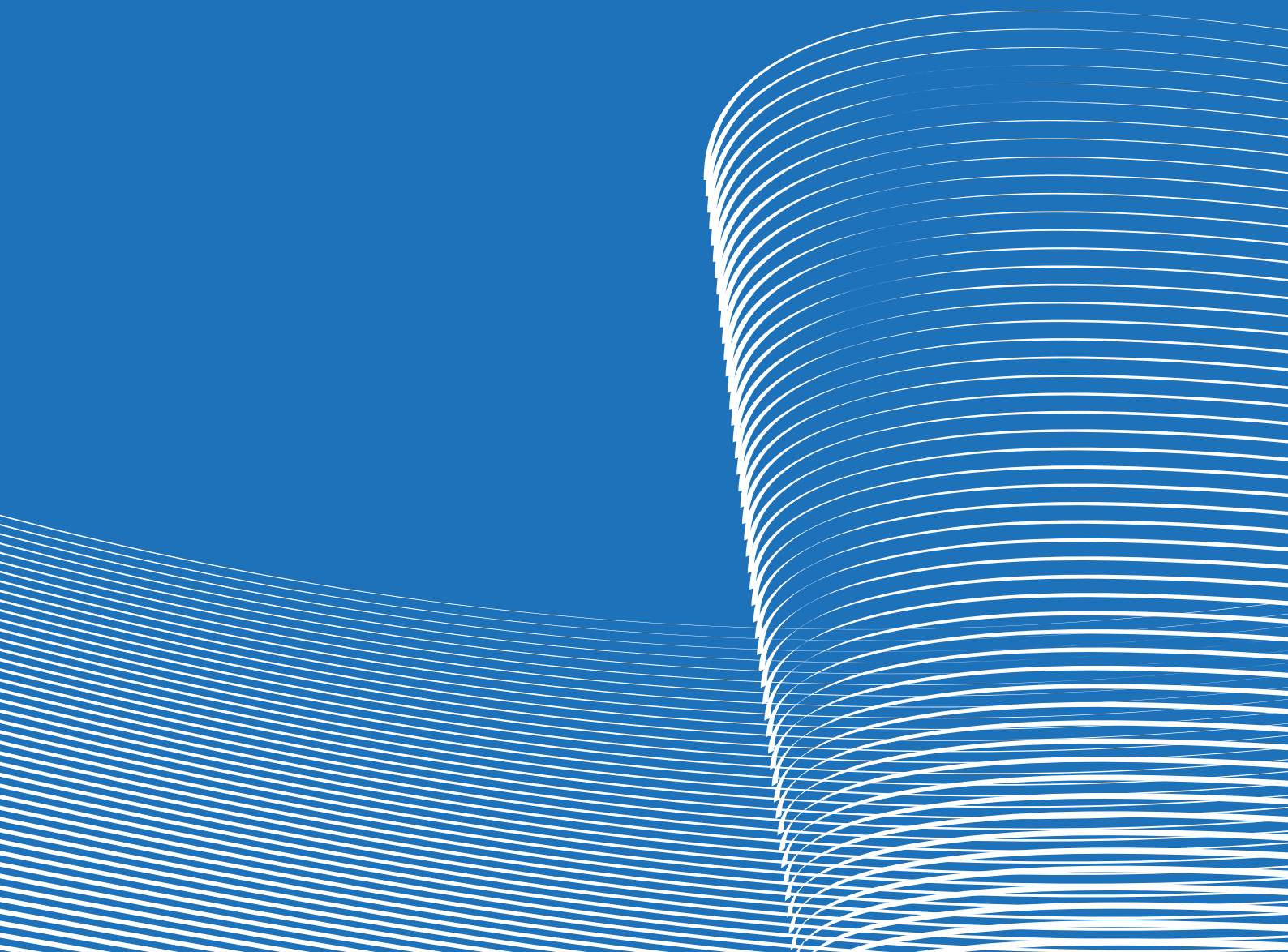
Atribuciones de la Administración para Convenir con Acreedores el Otorgamiento de Caucciones

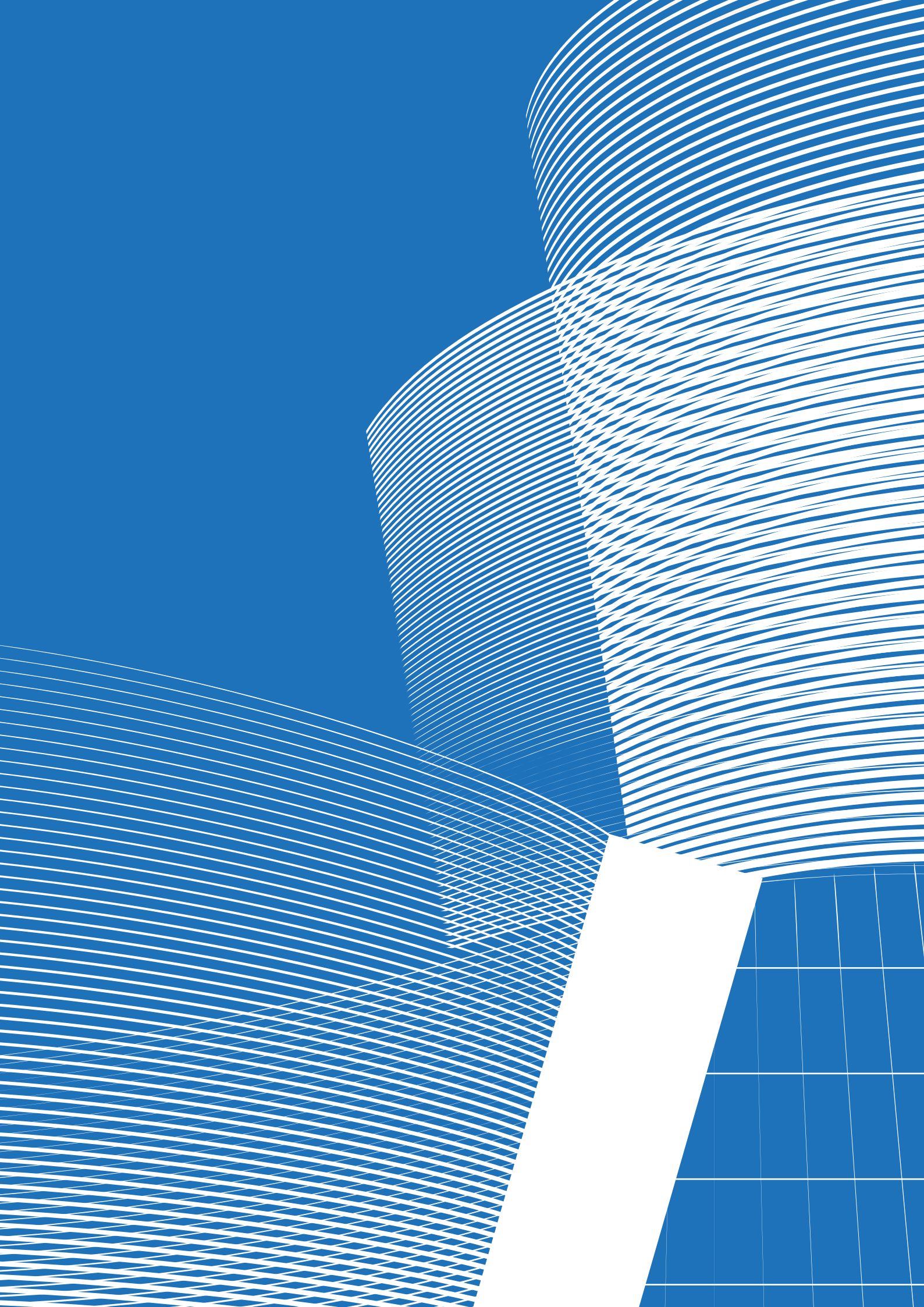
La administración de la Sociedad podrá convenir con acreedores el otorgamiento de cauciones reales o personales, ajustándose a la ley y a los estatutos sociales.

Activos Esenciales para el Funcionamiento de la Sociedad

Constituye activo esencial para el funcionamiento de Enersis S.A., las acciones representativas de los aportes que ésta efectúe a su filial Chilectra S.A.

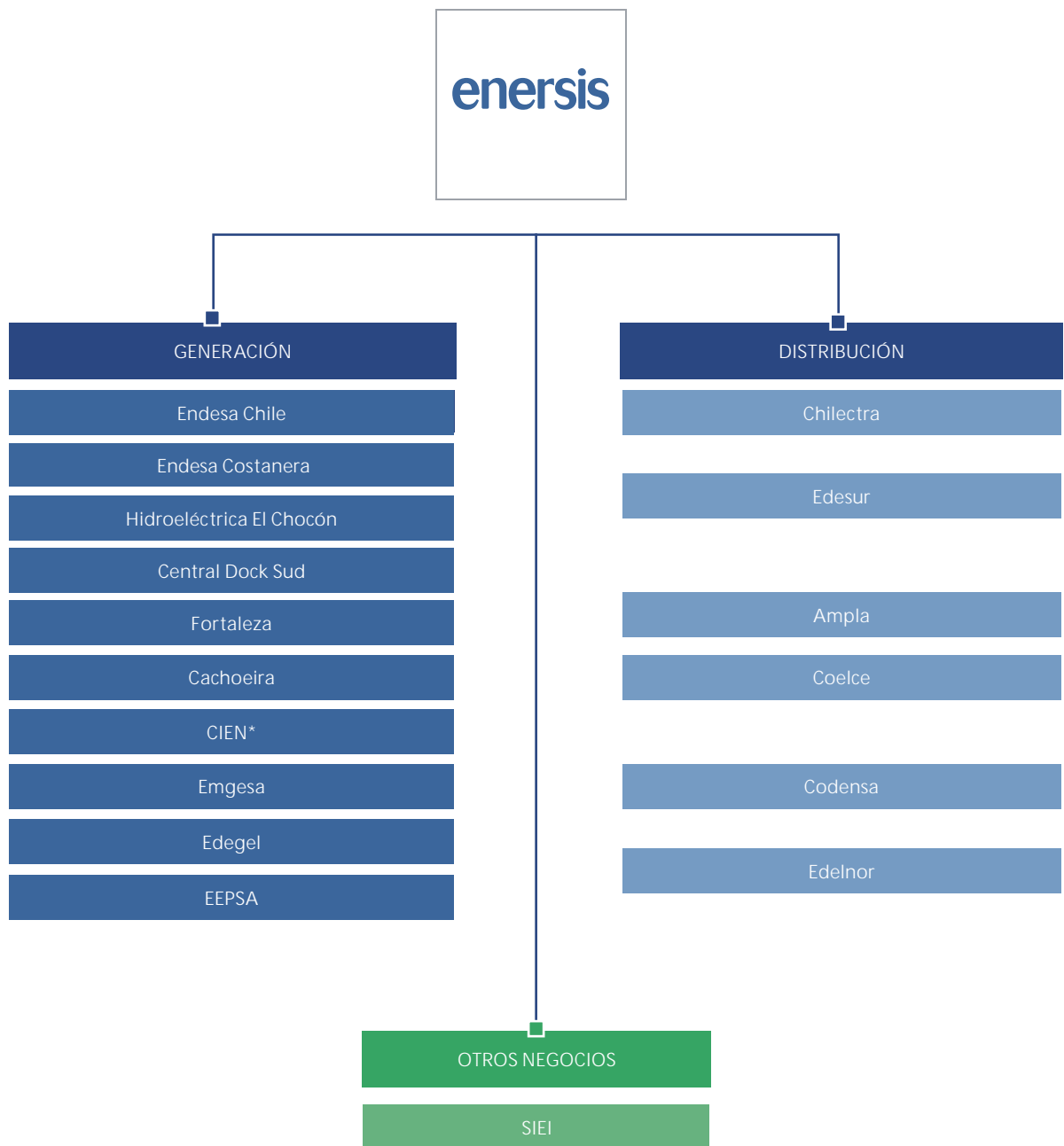
■ Negocios de la Compañía







Estructura de Negocios



*Transmisión



Reseña Histórica

El 19 de junio de 1981, la Compañía Chilena de Electricidad S.A. creó una nueva estructura societaria, dando origen a una sociedad matriz y tres empresas filiales. Una de ellas fue la compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. En 1985, como consecuencia de la política de privatización dispuesta por el Gobierno de Chile, se inició el traspaso accionario de la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. al sector privado, proceso que culminó el 10 de agosto de 1987. Mediante este proceso, se incorporaron a la sociedad las Administradoras de Fondos de Pensión (AFP's), los trabajadores de la misma empresa, inversionistas institucionales y miles de pequeños accionistas. La estructura organizacional estaba basada en actividades o funciones operativas cuyos logros se evaluaban funcionalmente y su rentabilidad estaba limitada por un esquema tarifario, producto de la dedicación exclusiva de la empresa al negocio de distribución eléctrica.

En 1987, el Directorio de la sociedad propuso una división de las distintas actividades de la compañía matriz. De esta forma, se crearon cuatro filiales que permitieron su administración como unidades de negocios con objetivos propios, expandiendo así las actividades de la empresa hacia otros negocios no regulados, pero vinculados al giro principal. Esta división fue aprobada por la Junta General Extraordinaria de Accionistas del 25 de noviembre de 1987, que determinó su nuevo objeto social. Con lo anterior, la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. pasó a tener el carácter de una sociedad de inversiones.

El 1 de agosto de 1988, en virtud de lo acordado por la Junta General Extraordinaria de Accionistas del 12 de abril de 1988, una de las sociedades nacidas de la división cambió su razón social por la de Enersis S.A. En Junta General Extraordinaria de Accionistas del 11 de abril de 2002 se modificó el objeto social de la compañía,

introduciendo las actividades de telecomunicaciones y la inversión y administración de sociedades que tengan por giro las telecomunicaciones e informática y los negocios de intermediación a través de Internet.

En 1988, y con el propósito de enfrentar exitosamente el desafío de desarrollo y crecimiento, la empresa se dividió en cinco unidades de negocios, las que dieron origen a cinco filiales. De éstas, Chilectra y Río Maipo se hicieron cargo de la distribución eléctrica; Manso de Velasco se concentró en servicios de ingeniería y construcción eléctrica, además de la administración inmobiliaria; Synapsis del área informática y procesamiento de datos; mientras que Diprel se centró en prestar servicios de abastecimiento y comercialización de productos eléctricos.

Hoy Enersis es una de las compañías eléctricas privadas más grandes de Latinoamérica, en términos de activos consolidados e ingresos operacionales, lo que se ha logrado mediante un crecimiento estable y equilibrado en sus negocios eléctricos: generación, transmisión y distribución. El desarrollo del negocio de distribución de energía eléctrica en el extranjero lo ha realizado en conjunto con su filial Chilectra, empresa destinada a la distribución de energía eléctrica en la Región Metropolitana, Chile. Sus inversiones en generación de energía eléctrica en el país y el extranjero los ha desarrollado principalmente a través de su filial Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile).

Adicionalmente, está presente en negocios que complementan sus actividades principales mediante participación mayoritaria en Servicios Informáticos e Inmobiliarios Limitada. Esta compañía es una empresa de servicios de consultoría en materias de tecnología de la información, informática y telecomunicaciones, junto con la gestión, administración y desarrollo integral de proyectos inmobiliarios.



Expansión y Desarrollo

Enersis inició su expansión internacional en 1992, mediante la participación en distintos procesos de privatización en América Latina, desarrollando una presencia significativa en los sectores eléctricos de Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

1992

- > El 15 de mayo adquirió el 60% y control de la generadora Central Costanera, actualmente Endesa Costanera, ubicada en Buenos Aires, Argentina.
- > El 30 de julio se adjudicó el 51% de la Empresa Distribuidora Sur S.A., Edesur, empresa que distribuye energía eléctrica en la ciudad de Buenos Aires, Argentina.

1993

- > En julio compró la generadora Hidroeléctrica El Chocón, ubicada en las Provincias de Neuquén y Río Negro, Argentina.

1994

- > En julio, Enersis adquirió en US\$176 millones el 60% del capital accionario de la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A., Edelnor, en Perú. También adquirió Edechancay, otra distribuidora eléctrica de dicho país que con posterioridad fue absorbida por la primera.
- > Al cierre del año, Enersis adquirió el 1,9% adicional del capital accionario de Endesa Chile, alcanzando el 17,2% de la propiedad.

1995

- > El 12 de diciembre, Enersis adquirió el 39% adicional de Edesur.
- > Adicionalmente adquirió la generadora Edegel, en Perú.

1996

- > El 15 de febrero, Enersis alcanzó el 25,28% del capital accionario de Endesa Chile. El 15 de abril, Endesa Chile se convirtió en filial de Enersis.
- > Invierte en el mercado sanitario, adquiriendo la empresa Agua Potable Lo Castillo S.A., en Chile.
- > El 20 de diciembre, Enersis ingresó al mercado brasileño adquiriendo parte importante de las acciones de la antiguamente denominada Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro S.A., Cerj, empresa que distribuye energía eléctrica en las ciudades de Río de Janeiro y Niteroi, Brasil, cuya actual razón social es Ampla Energía e Serviços S.A.
- > El 20 de diciembre adquirió el 99,9% de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. en Colombia.

1997

- > El 5 de septiembre se adquirió por un monto de US\$715 millones el 78,9% de Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, en Brasil.
- > El 15 de septiembre, Enersis participó con éxito en el proceso de capitalización de Codensa S.A. E.S.P., adquiriendo el 48,5% de la propiedad en US\$1.226 millones, sociedad que desarrolla el negocio de distribución eléctrica en la ciudad de Bogotá y en el departamento de Cundinamarca, Colombia. A su vez, se adjudicó el 5,5% de la Empresa Eléctrica de Bogotá.
- > El 15 de septiembre adquirió por un monto de US\$951 millones el 75% de Emgesa, generadora colombiana y el 5,5% adicional de la Empresa Eléctrica de Bogotá S.A.
- > Endesa, S.A. (España) compró el 32% de Enersis.

1998

- > El 3 de abril, Enersis volvió a incursionar en el mercado brasileño. Esta vez, se adjudicó el 89% y control de la Companhia Energética de Ceará S.A., Coelce, empresa que distribuye electricidad en el noreste de Brasil, en el Estado de Ceará, en US\$868 millones.
- > El 22 de abril, Enersis alcanzó el 100% de la propiedad de Aguas Cordillera, en Santiago de Chile.
- > El 28 de diciembre, Enersis se adjudicó el control, a través de la adquisición del 40% de la propiedad de Esva, en la Región de Valparaíso.

1999

- > Endesa, S.A. (España), tomó el control de Enersis. A través de una Oferta Pública de Adquisición de Acciones, Endesa adquirió un paquete adicional correspondiente al 32% de Enersis, el que sumado al 32% que ya poseía desde agosto de 1997, situó su participación total en 64%. Esta operación, concretada el 7 de abril de 1999, supuso una inversión de US\$1.450 millones. Como consecuencia del posterior aumento de capital realizado en Enersis en 2003, esta participación disminuyó al actual 60,62% de la propiedad.
- > El 11 de mayo, Enersis adquirió un 35% de Endesa Chile, el que sumado al 25% que ya controlaba en ésta, le permitió alcanzar el 60% de la propiedad de la generadora. De esta manera, se consolidó como una de las principales empresas eléctricas privadas de América Latina.



2000

- > En el marco estratégico del Plan Génesis se vendieron las filiales Transelec, Esva, Aguas Cordillera y activos inmobiliarios en US\$1.400 millones.

2001

- > Se efectuaron importantes inversiones: US\$364 millones para incrementar la participación en el capital social de Chilectra, en Chile; US\$150 millones en la adquisición de un 10% del capital social de Edesur, en Argentina, porcentaje que estaba en poder de los trabajadores de la empresa; US\$132 millones para aumentar la participación en la brasileña Ampla; US\$23 millones para aumentar en 15% la participación en Río Maipo, en Chile, y US\$1,6 millones para aumentar en un 1,7% la participación en el capital social de Distrilima en Perú.

2002

- > Se adjudicó en Brasil, la Central Termoeléctrica Fortaleza en el estado de Ceará. Adicionalmente, comenzó la operación comercial de la segunda fase de la interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil, CIEN, completando una capacidad de transmisión de 2.100 MW entre ambos países.

2003

- > Se vendieron activos por US\$757 millones, operación que incluyó la central generadora Canutillar y la distribuidora eléctrica Río Maipo, ambos en Chile.

2004

- > Entró en operación la Central Hidroeléctrica Ralco, ubicada en la Región del Biobío, con un aporte de 690 MW de potencia.

2005

- > El 18 de abril, se constituyó la subsidiaria Endesa Eco, cuyo objetivo es promover y desarrollar proyectos de energía renovable como centrales mini hidráulicas, eólicas, geotérmicas, solares y de biomasa, además de actuar como depositaria y comercializadora de los certificados de reducción de emisiones que se obtengan de dichos proyectos.
- > Se constituyó la filial Endesa Brasil S.A. (hoy Enel Brasil), con todos los activos que mantenían en Brasil, el Grupo Enersis y Endesa Internacional, (actualmente Enel Latinoamérica): CIEN, Fortaleza, Cachoeira Dourada, Ampla, Investluz y Coelce.





2006

- > Durante febrero se compró por aproximadamente US\$17 millones, la central Termocartagena (142 MW) en Colombia, que opera con fuel oil o gas.
- > En marzo, Enersis informó a la Superintendencia de Valores y Seguros la fusión de Elesur y Chilectra, mediante la absorción de esta última por la primera. Los efectos jurídicos de esta fusión se produjeron a contar del 1 de abril de 2006.
- > En junio se materializó la fusión de Edegel y Etevensa, esta última filial de Endesa Internacional (actualmente Enel Latinoamérica, S.A.) en Perú.
- > El 29 de septiembre, Endesa Chile, ENAP, Metrogas y GNL Chile firmaron el acuerdo que define la estructura del Proyecto Gas Natural Licuado (GNL) en el cual Endesa Chile participa con un 20%.

2007

- > En marzo se constituyó la sociedad Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (HidroAysén), cuyo objeto era el desarrollo y explotación del proyecto hidroeléctrico en la Región de Aysén, denominado "Proyecto Aysén", que simplificarían 2.750 MW de nueva capacidad instalada para Chile.
- > En abril se puso a disposición del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), la primera fase de la central térmica de ciclo combinado San Isidro, segunda unidad, con una potencia de 248 MW.
- > En septiembre se completó la fusión de las empresas de generación colombianas Emgesa y Betania.
- > El 11 de octubre, Enel S.p.A. y Acciona, S.A. toman control de Enersis, a través de Endesa, S.A., y de Endesa Internacional, S.A. (actualmente Enel Latinoamérica S.A.).
- > Durante noviembre inició la operación comercial la central hidroeléctrica Palmucho, ubicada a pie de presa de Central Ralco, en el Alto Biobío, Región del Biobío, aportando 32 MW de potencia al Sistema Interconectado Central (SIC).
- > El 6 de diciembre se inauguró Canela, el primer Parque Eólico del Sistema Interconectado Central. Canela está situado en la comuna del mismo nombre en la Región de Coquimbo y aporta 18 MW al SIC.

2008

- > En enero entró en operación comercial la segunda fase de la central térmica de ciclo combinado San Isidro II, elevando su potencia instalada a un total de 353 MW.
- > El 24 de marzo comenzó la operación dual de la unidad N°1 de Central Termoeléctrica Tal-Tal, con una capacidad instalada de 245 MW.
- > El 27 de junio se puso en operación comercial la mini central hidroeléctrica Ojos de Agua, aportando 9 MW de potencia instalada al SIC.

2009

- > Las sociedades Acciona, S.A., y Enel S.p.A. anunciaron un acuerdo mediante el cual Acciona S.A. directa e indirectamente transferirá a Enel Energy Europe S.L. el 25,01% de la propiedad de Endesa S.A. De esta forma, Enel Energy Europe S.L., controlada en un 100% por Enel S.p.A., será titular del 92,06% del capital social de Endesa S.A.
- > El 25 de junio se hizo efectivo el acuerdo suscrito entre Enel S.p.A. y Acciona, S.A., mediante el cual Enel pasó a controlar el 92,06% del capital social de Endesa S.A.
- > El 9 de octubre Endesa Chile adquirió el 29,3974% de su filial peruana de generación, Edegel. Las acciones fueron adquiridas a precio de mercado a Generalima S.A.C., sociedad que a su vez es filial de Enel Latinoamérica S.A. Con esta operación, Endesa Chile pasó a tener de manera directa e indirecta el 62,46% de las acciones de Edegel.
- > Con fecha 15 de octubre, Enersis S.A. adquirió 153.255.366 acciones representativas del 24% del capital social de su filial peruana Edelnor a un precio de 2,72 soles por acción. Dicha compra se efectuó a Generalima S.A.C., sociedad peruana filial de Enel Latinoamérica S.A., matriz de Enersis. Con esta operación, la participación accionarial directa e indirecta de Enersis S.A. en Edelnor aumentó del 33,53% al 57,53%.



2010

- > En febrero, la central San Isidro aumentó su capacidad instalada a 399 MW; la unidad de ciclo combinado aumentó en 22 MW su capacidad luego de implementar modificaciones tecnológicas que le permitieron operar de forma dual (gnl y petróleo).
- > El 31 de mayo en el contexto del esfuerzo permanente por entregar a sus clientes un servicio de excelencia, Chilectra comenzó la ejecución del proyecto Red de Distribución Telegestionada (Red D-T) ejecutada por la Compañía Americana de Multiservicios Limitada (CAM), cambio tecnológico que permitirá dar un salto cualitativo en el registro del consumo eléctrico y la reducción de pérdidas de energía.
- > A comienzos de junio, Chilectra y Clínica Dávila inauguraron el proyecto solar más grande de Chile. Con un total de 264 colectores termo-solares, instalados en 740 m². La tecnología Solar-Electric permitirá calentar más de 70.000 litros diarios de agua sanitaria, a través de dos energías totalmente limpias, no contaminantes y con ahorros de hasta 85%.
- > En diciembre de 2010 se reingresó el EIA de central hidroeléctrica Neltume. La compañía reingresó al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Los Ríos, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto central hidroeléctrica Neltume, incorporando la información adicional que solicitaron los diversos organismos que participan del proceso de evaluación de la iniciativa. El proyecto de 490 MW de capacidad instalada buscará aprovechar el potencial hidroeléctrico existente en la zona, específicamente en el río Fuy, desagüe natural del lago Pirihueico.
- > Enersis aceptó la oferta presentada por la empresa Graña y Montero S.A.A., para la adquisición de la totalidad de la participación que posee de manera directa e indirecta en su filial Compañía Americana de Multiservicios Limitada, CAM; y de igual forma, aceptó la oferta presentada por Riverwood Capital L.P. para la adquisición de la totalidad de la participación que posee de manera directa e indirecta en su filial Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda. El precio ofertado por CAM y sus filiales presentes en los mercados de Argentina, Brasil, Colombia y Perú ascendió a US\$20 millones. En el caso de Synapsis, el precio ofertado por la compañía y sus filiales domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, ascendió a US\$52 millones.



2011

- > Fueron ingresados a tramitación ambiental cuatro proyectos: "Optimización de Obras de la central hidroeléctrica Los Cóndores"; "Parque Eólico Renaico"; "LAT S/E PE Renaico - S/E Bureo" y "Optimización central termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad"
- > En mayo, la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de Aysén aprobó el Estudio de Impacto Ambiental de las centrales del Proyecto HidroAysén, presentado a trámite el 14 de agosto de 2008
- > En agosto, Endesa S.A. mediante un Hecho Relevante comunicó la formalización de un contrato de compraventa por el que Enel Latinoamérica, S.A. (participada al 100% por Endesa, S.A.) adquirió de EDP Energias de Portugal S.A. su participación del 7,70% en las filiales de Endesa en Brasil Ampla Energia e Serviços S.A. y Ampla Investimentos e Serviços S.A. por un precio de 76 millones de euros y de 9 millones de euros respectivamente. Tras esta adquisición Endesa S.A., pasó a controlar el 99,64% del capital de ambas sociedades.



2012

- > Bocamina II entró en operación comercial el 29 de octubre de 2012. Esta incorporación permite, compensar el déficit de generación de origen hidroeléctrico que se ha venido sufriendo en los últimos tres años, y dar un necesario respaldo al Sistema Interconectado Central mediante un aumento importante de generación térmica eficiente a bajo costo.
- > El proyecto central Punta Alcalde, con una capacidad instalada de 740 MW y ubicado a 13 kilómetros de la ciudad de Huasco recibió, a principios de diciembre, la aprobación ambiental por parte del Comité de Ministros, luego de ser rechazado por la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de Atacama en junio de 2012.
- > En julio, mediante un Hecho Esencial enviado la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), el Directorio de Enersis informó la decisión de convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el 13 de septiembre con el objeto de pronunciarse, entre otros puntos, sobre aumentar el capital social de la compañía por el equivalente en pesos chilenos, de hasta US\$8.020 millones o en la suma que determine la Junta Extraordinaria de Accionistas. Los primeros días de agosto, la SVS interpretó que el Directorio de Enersis debía adoptar las medidas necesarias para dar estricto cumplimiento a las disposiciones de los artículos 15, 67 y Título XVI de la Ley 18.046 (Ley de Sociedades Anónimas), puesto que éstas resultaban complementarias y debían aplicarse conjuntamente en lo que correspondiere. Estas disposiciones dicen relación con las Operaciones de Aumento de Capital y Operaciones entre Partes Relacionadas,

respectivamente. Conocida la interpretación de la SVS, Enersis acogió las mismas y continuó con el aumento de capital. El Directorio resolvió postergar la convocatoria a Junta Extraordinaria de Accionistas, citada para el 13 de septiembre para una nueva fecha que se determinaría oportunamente. Tras dar estricto cumplimiento a las disposiciones de los artículos 15, 67 y Título XVI de la Ley 18.046 (el Directorio solicitó la evaluación independiente de IM Trust, y el Comité de Directores de Claro y Asociados Ltda., el Comité de Directores emitió su informe y cada uno de los directores entregó su opinión individual respecto a la operación propuesta), la Junta Extraordinaria de Accionistas que se pronunció sobre el aumento de capital se desarrolló el 20 de diciembre. Con una amplia mayoría, la que alcanzó al 81,94% del total de acciones con derecho a voto de la compañía, prácticamente un 86% de los accionistas presentes en la Junta, aprobaron el aumento de capital con las siguientes características: 1) Monto máximo del aumento de capital: \$2.844.397.889.381 dividido en 16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal, 2) Valor de los aportes no dinerarios a ser capitalizados: La totalidad del capital social de Cono Sur, compañía que agrupará las acciones que sería aportadas por Endesa a Enersis. tendrá un valor de \$1.724.400.000.034 que corresponden a 9.967.630.058 acciones de Enersis a un precio de \$173 por acción, 3) Precio de colocación de las acciones: Un precio fijo de \$173 por cada acción de pago que se emita como consecuencia del aumento de capital.



2013

- > Aumento de Capital: Con un resultado histórico para este tipo de operaciones en el mercado local, los accionistas de Enersis suscribieron un total de aproximadamente US\$6.022 millones, colocándose el 100% de las acciones disponibles para el aumento de capital.
- > En Julio, con una potencia efectiva de 185 MW, ingresó en funcionamiento la nueva unidad de la central térmica de Malacas, en Piura, Perú, perteneciente a Empresa Eléctrica de Piura (EPPSA) del Grupo Enersis. Esta nueva planta demandó una inversión de US\$105 millones.
- > El 6 de noviembre entró en servicio la primera unidad modernizada del proyecto Salaco en Colombia, correspondiente a la unidad 2 de la central Filo de Agua Darío Valencia Samper, con una capacidad instalada de 50 MW. Esta unidad generó 46,3 GWh desde su puesta en servicio hasta el 31 de diciembre a las 24 horas.
- > En diciembre de 2013, se ingresó a trámite una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) que optimiza ambientalmente la central Taltal, sustituyendo el sistema de refrigeración con agua de mar que originalmente estaba considerado, por un sistema de refrigeración seco con aerofriadores. El proyecto de cierre del ciclo combinado utilizará las dos turbinas a gas existentes, de 123 MW cada una, y agregará una turbina a vapor de aproximadamente 130 MW. Con ello, la central Taltal quedará habilitada con una potencia neta total del orden de 370 MW y con un aumento de la eficiencia desde el actual 35% hasta un 50%, aproximadamente.

2014

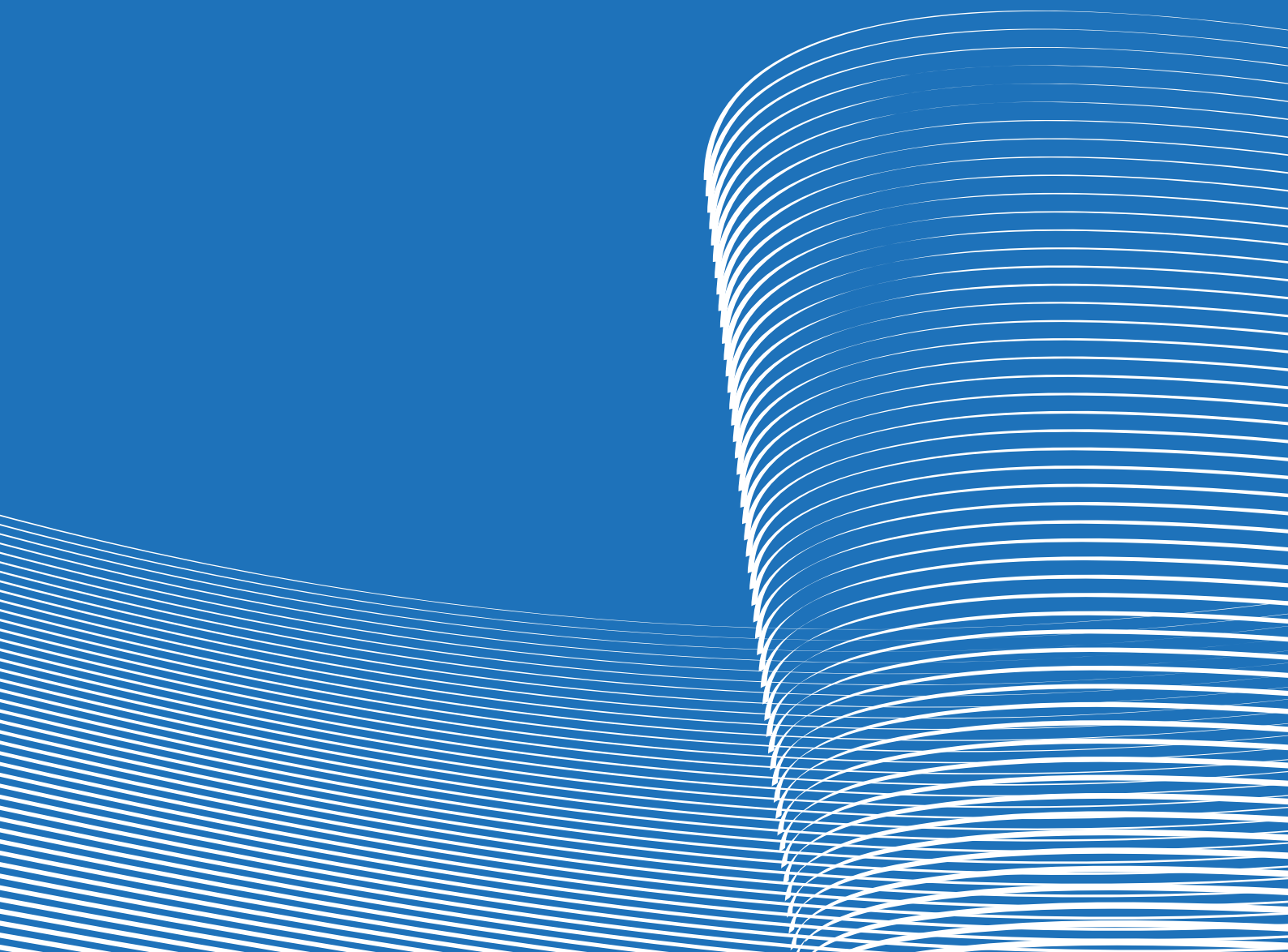
- > OPA por Coelce: El 14 de enero, Enersis, que hasta ese entonces controlaba el 58,87% de su filial Coelce, lanzó una OPA voluntaria para adquirir los títulos de todas las series de acciones emitidas por Coelce a un precio de R\$49 por acción. Con esto, Enersis adquirió 3.002.812 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferentes tipo A y 424 acciones preferentes tipo B, equivalentes a una inversión aproximada de US\$ 243 millones. Al terminar la operación, la empresa obtuvo una participación directa e indirecta de Coelce del 74,05%.
- > El 31 de marzo, Endesa Chile, filial de Enersis, adquirió los derechos sociales que Southern Cross tenía en Inversiones Atacama Holding. De esta manera, el grupo alcanzó el 100% de Gas Atacama, central termoeléctrica a gas natural de 781 MW de capacidad instalada en el SING.
- > Proyecto Los Cóndores: Durante abril, Endesa Chile suscribió contratos para la construcción del proyecto hidroeléctrico Los Cóndores de 150 MW, localizado en la Región del Maule. La inversión estimada de la central alcanza los US\$661,5 millones y se espera que las operaciones comerciales comiencen a fines de 2018.
- > En abril Enersis suscribió un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tenía indirectamente en Generandes Perú S.A., equivalentes al 39,01% de la propiedad, por un valor de US\$413 millones. La transacción terminó en septiembre, y como resultado de ésta, Enersis alcanzó el 58,60% de la participación económica de Edegel.
- > Smartcity Santiago: En julio, Enersis, a través de su filial Chilectra inauguró la primera ciudad inteligente de Chile en Ciudad Empresarial. Para el evento, se contó con la presencia del consejero delegado de Enel, Francesco Starace y del ministro de Energía Máximo Pacheco.
- > El 31 de julio de 2014, Enel Energy Europe S.R.L. hoy Enel Iberoamérica SRL, accionista mayoritario de Endesa, S.A. (con 92,06% de su capital social) propuso la adquisición del 100% del capital social de Endesa Latinoamérica, SA. La operación fue concluida en octubre de 2014, y como resultado Enel S.A. pasó a controlar directamente el 60,62% de Enersis

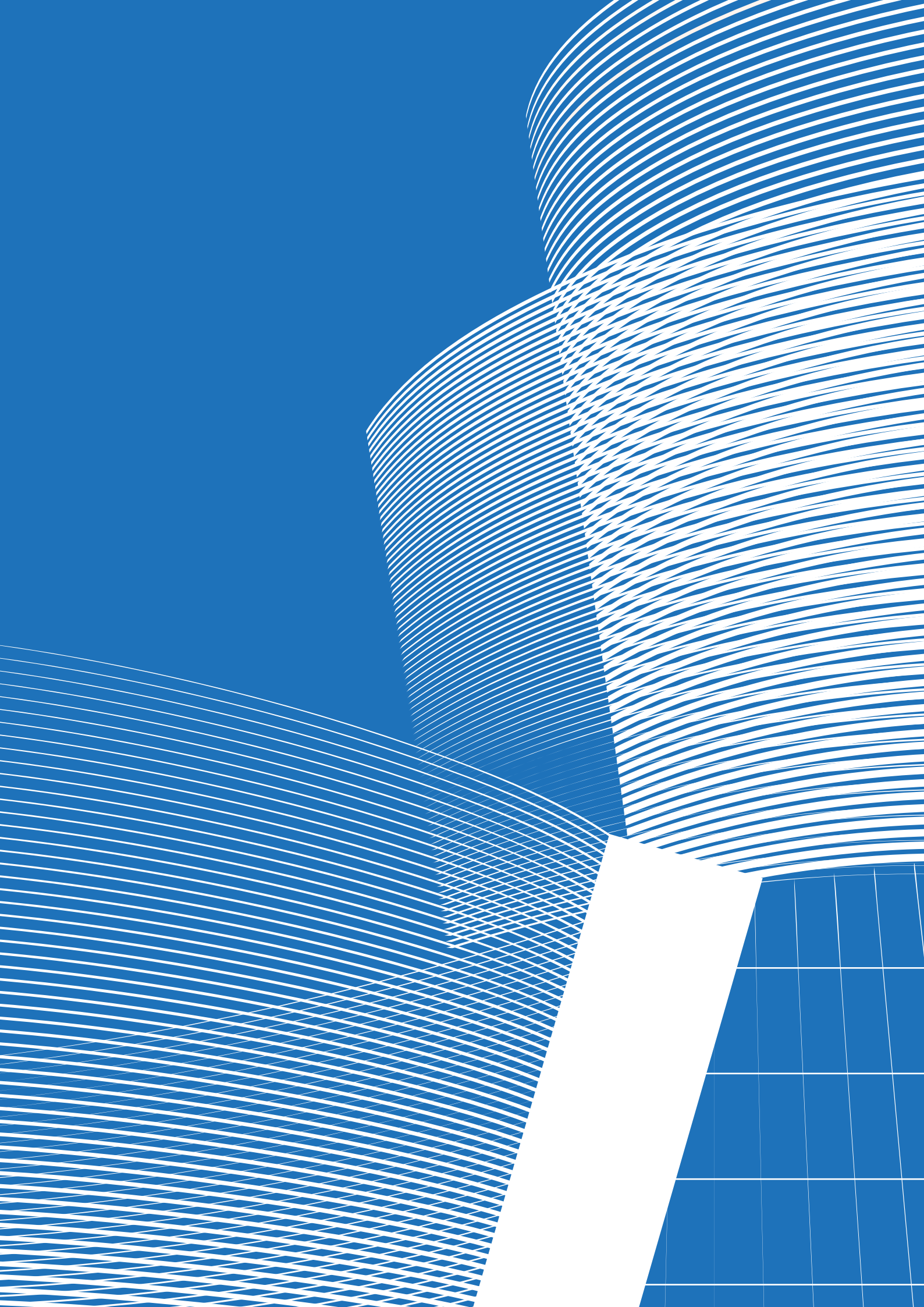
2015

- > En marzo de 2014 se recibió el ICSARA N°1 (Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones N°1) del EIA para la optimización de Bocamina II, con las observaciones de los servicios ambientales pertinentes. A fines de septiembre de 2014, la Adenda N°1 del EIA con las respuestas al ICSARA N°1 ingresa al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA). Respecto de la orden de no innovar, emitida por la Corte de Apelaciones de Concepción, y que mantuvo paralizada la operación de la segunda unidad desde diciembre de 2013; en noviembre de 2014 la Tercera Sala de la Corte Suprema levanto la ONI estableciendo que la segunda unidad puede volver a operar si cumple con dos condiciones: i) tener afinada la instalación del desulfurizador de Bocamina I, comprometido en la RCA N° 206/07, en el más breve plazo; y ii) ofrecer suficiente garantía que implementará a la brevedad nuevas medidas específicas de real y efectiva solución al problema relativo a la succión de agua de mar e ingreso de biota a causa de este proceso, de acuerdo a las mejores tecnologías disponibles para ese efecto.
- > El 2 de Abril de 2015, la central Bocamina II de Endesa Chile obtuvo la Resolución de Calificación Ambiental (RCA), que aprueba el proyecto "Optimización Central Termoeléctrica Bocamina, Segunda Unidad"
- > El 28 de Abril de 2015, el Directorio de Enersis, acordó iniciar los estudios de una posible reorganización societaria tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile por Enersis y sus filiales Endesa Chile y Chilectra.
- > En Julio de 2015, la central Bocamina II de Endesa Chile quedó disponible para el despacho económico por parte del Centro de Operación del CDEC-SIC, después de un periodo de pruebas operacionales iniciadas la primera semana de junio tras la obtención de las autorizaciones necesarias. A fines de julio, quedó disponible la central Bocamina I, después de una mantención mayor que afectó la disponibilidad de la central desde el 30 de septiembre de 2014.
- > El 16 de noviembre de 2015, la central El Quimbo de 400 MW en Colombia entra en operación comercial, luego de cinco años de construcción.
- > El 18 de Diciembre de 2015 se realizó la Junta Extraordinaria de Accionistas. En ésta los accionistas aprobaron la reestructuración societaria de Enersis.



Inversiones
y Actividades Financieras







Inversiones Relevantes Asociadas al Plan de Inversiones de la Compañía

La estrategia de financiamiento global de las filiales del grupo y créditos entre compañías se coordina, con el fin de optimizar la administración de deuda además de los términos y condiciones de nuestro financiamiento. Nuestras filiales desarrollan planes de inversión de capital independientes que se financian sobre la base de la generación interna de fondos o el financiamiento directo. Una de nuestras metas es concentrarnos en aquellas inversiones que arrojarán beneficios a largo plazo, tales como, los proyectos para reducir las pérdidas de energía. Adicionalmente centrándose en el grupo Enersis y buscando brindar servicios a todas las compañías del grupo, nuestro objetivo es reducir las inversiones a nivel de filial individual, en elementos tales como los sistemas de contratación, sistemas de telecomunicaciones y de información. Si bien se ha estudiado la forma de financiar estas inversiones como parte del proceso presupuestario de la Compañía, no se ha comprometido ninguna estructura de financiamiento particular y nuestras inversiones dependerán de las condiciones de mercado al momento en que se necesite obtener el flujo de caja.

Nuestro plan de inversiones es suficientemente flexible para adaptarse a circunstancias cambiantes al otorgar distintas prioridades a cada proyecto de acuerdo a la rentabilidad y calce estratégico. Las prioridades de inversión están actualmente enfocadas a desarrollar el plan de obras en Chile, Perú y Colombia.

Para el período comprendido entre los años 2016 y 2019, esperamos desembolsar Ch\$ 4.188 miles de millones en base consolidada en inversiones en las filiales controladas, relacionadas con inversiones actualmente en desarrollo, mantenimiento de nuestras redes de distribución, mantenimiento de las plantas de generación existentes, y en los estudios necesarios para desarrollar otros potenciales proyectos de generación.

La tabla que aparece a continuación muestra los gastos de capital que se espera realizar desde 2016 a 2019 y los gastos de capital incurridos por nuestras filiales en los años 2015, 2014 y 2013.

	Inversión (1) (en millones de Ch\$)			
	2016-2019	2015 (1)	2014 (1)	2013 (1)
Chile	1.132.223	309.503	197.653	128.240
Fuera de Chile	3.056.249	1.053.058	891.709	646.580
Total	4.188.472	1.362.561	1.089.362	774.820

(1) Las cifras de Capex representan los pagos efectivos para cada año, con excepción de las proyecciones futuras (montos Brutos).

Inversiones en los Años 2015, 2014 y 2013

Nuestras inversiones de capital en los últimos tres años estuvieron relacionadas principalmente con los proyectos Bocamina II de 350 MW y Los Cóndores (150 MW) en Chile, y el proyecto El Quimbo de 400 MW, en Colombia, así como también de la mantención de capacidad instalada existente. Bocamina II inició sus operaciones comerciales en octubre de 2012, posteriormente suspendió operaciones en diciembre de 2013, debido a las acciones de cesación ambientales, reanudándolas en Julio 2015. Los Cóndores es un proyecto hidráulico, que comenzó a construirse en 2014 y se espera que esté terminado en 2018. El proyecto El Quimbo inició operaciones comerciales el 16 de noviembre de 2015.

Anteriormente, en julio de 2013 la planta "Reserva Fría", una turbina a gas de 183 MW que sirve como respaldo para el sistema peruano, inició sus operaciones en la región de Talara. En diciembre de 2014, la optimización del proyecto Salaco se completó, sumando un total de 145 MW al sistema colombiano. Adicionalmente también invertimos para: (i) expandir nuestro servicio de distribución en respuesta a la creciente demanda de energía, (ii) mejorar la calidad de servicio, (iii) mejorar la seguridad, y (iv) reducir las pérdidas de energía, especialmente en Brasil.

Las inversiones de capital acá mencionadas fueron financiadas de la siguiente forma:

- > **El Quimbo:** Emisión de bonos locales e internacionales.
- > **Bocamina II:** Fondos generados por la compañía.
- > **Los Cóndores:** Fondos generados por la compañía.
- > **Reserva Fría:** Leasing.
- > **Salaco:** Fondos generados por la compañía.



Proyectos Actualmente en Desarrollo

Nuestros proyectos en desarrollo más importantes son:

- > **Proyecto Los Cóndores:** Central Hidroeléctrica con 150 MW de potencia, ubicada en la Región del Maule, cuya construcción comenzó en 2014 y se espera que esté terminada en 2018.

Adicionalmente, planeamos continuar expandiendo los servicios de distribución, reducir las pérdidas de energía y a su vez, mejorar la eficiencia y la rentabilidad de nuestras operaciones de distribución en Chile y en el exterior.

En términos generales se espera que los proyectos en desarrollo se financien con recursos a ser provistos por financiamiento externo así como con recursos generados internamente para cada uno de los proyectos descritos.

Generación

Nuestros gastos de capital en generación totalizaron \$653 mil millones ⁽¹⁾ en 2015, de los cuales \$205 mil millones fueron incurridos en Chile y \$447 mil millones fuera del país, mientras que en 2014, estos gastos totalizaron \$622 mil millones, de los cuales \$258 mil millones fueron incurridos en Chile y el resto en el extranjero.

En Chile nuestras principales inversiones durante 2015 estuvieron concentradas en la construcción de la central hidroeléctrica de pasada Los Cóndores, de 150 MW de potencia, iniciada en 2014. Y en terminar las obras pendientes de Bocamina II, de 350 MW de potencia.

En Colombia, nuestra principal inversión de expansión estuvo concentrada en la puesta en servicio del total de las unidades del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, de 400 MW de potencia.

En Perú, Chile y Brasil, se continua con inversiones para los estudios y desarrollo del pipeline de proyectos tanto hidráulicos como termoeléctricos.

Argentina, durante 2015 invirtió en la instalación de nueva generación térmica en base a cuatro motores de alta eficiencia, a fuel oil, instalados en la Central Costanera, utilizando créditos que Endesa Costanera, Chocón y Dock Sud tenían con CAMMESA por la Resolución 95.

(1) Por reclaficación, las inversiones incurridas durante el 2015 por las compañías de transmisión (Cemsa, CIEN, CTM y TESa) se incluyen en el negocio de distribución, a diferencia del año 2014, donde estas inversiones se incorporan en el negocio de generación.



Distribución

Durante 2015 se realizaron inversiones por \$689 mil millones ⁽²⁾, principalmente para atender las necesidades de consumo, producto del crecimiento demográfico y de nuevos clientes, vía la inversión no solo en conexión de éstos, sino también en aumentos de capacidad y reforzamiento de las instalaciones en AT, MT y BT de las compañías. De este total, \$90 mil millones fueron incurridos en Chile y \$600 mil millones fuera del país. Por otra parte, en 2014, se realizaron inversiones por \$593 mil millones, para atender las necesidades de consumo, producto del crecimiento demográfico y de nuevos clientes, como también para mejorar la calidad del servicio. De este total, \$67 mil millones fueron incurridos en Chile.

En Chile, durante 2015, Chilectra y sus filiales (Colina y Luz Andes) realizaron inversiones por un total de \$90 mil millones relacionadas principalmente a satisfacer el crecimiento de la demanda de energía, calidad de servicio, seguridad y sistemas de información.

Destacó en el ejercicio 2015, la ampliación de capacidad de transformación en las subestaciones Bicentenario y Lo Boza. Con estos proyectos se aumentó la capacidad total de transformación en 37,4 MVA. Por otra parte se hizo efectivo el aumento de la capacidad de interconexión 220/110 kV en S/E Chena, en 400 MVA, duplicando su capacidad anterior. También se destaca la construcción de la nueva S/E Chicureo, que tiene por objetivo reforzar la capacidad de la zona norte del Gran Santiago, estas obras entraron en servicio el primer semestre de 2015.

En redes AT, durante el año 2015 finalizaron los trabajos asociados a los proyectos de construcción de Nueva Línea 220 kV a subestación Chicureo, así como también trabajos asociados a la Línea 110 kV Chena-Cerro Navia, específicamente en el interior de la subestación Cerro Navia -Transec, con la finalidad de dar paso a la ampliación de la subestación. Asimismo, se suman los trabajos asociados a la Línea 110 Kv Florida – Ochagavía, refuerzo del tramo Tap Club Hípico – San Joaquín, además del refuerzo de la Línea 110 kV Chena – Espejo y por último, los trabajos asociados a la Línea 110 kV Florida – Los Almendros, en que se trasladaron algunas torres en el sector de la Hondonada de Quebrada de Macul.

En redes MT se construyeron cinco nuevos alimentadores: Alimentador Einstein (12 kV), de la S/E Recoleta, Alimentador Los Cerezos (12 kV) de la S/E Macul, Alimentador Tegualda (12 kV), de la S/E Santa Elena, Alimentador Necochea (12 kV), de la S/E San José y Alimentador Antuco, de la S/E Santa Raquel. Mientras que para el suministro de grandes clientes, se puso en operación los Alimentadores Luna 2 y Luna 3 (23 kV) de la S/E Chacabuco para cliente Google, Alimentadores Visviri y Helsby (12 kV), de la S/E Andes para cliente Mall Plaza Los Domínicos, Alimentador Santa Clara (12 kV), de la S/E Recoleta para los clientes Claro y Citypark. También se avanzó en la construcción de otros tres alimentadores que se pondrán en servicio durante 2016.

Finalmente, se continuó con la inversión destinada a aumentar la automatización de la red M.T. en Chilectra S.A.,

(1) Por reclasificación, las inversiones incurridas durante el 2015 por las compañías de transmisión (Cemsa, CIEN, CTM y TESA) se incluyen en el negocio de distribución, a diferencia del año 2014, donde estas inversiones se incorporan en el negocio de generación.

Actividades Financieras

incorporando más de 150 equipos nuevos al telecontrol de la red de Media Tensión durante el año 2015, con lo que se alcanzó un parque total superior a los 700 equipos operativos desde el Centro de Operación del Sistema. Paralelamente, se implementó la primera fase de una Plataforma SCADA dedicada a la Media Tensión, denominada por la sigla STM, "Sistema de Telecontrol de la MT" y se desarrolló la ingeniería para implementar una infraestructura de Telecomunicaciones propietaria DMR (Digital Mobile Radio) enfocada ampliar la cobertura y disponibilidad de los enlaces de comunicación entre los equipos MT y el Centro de Control.

En Argentina, nuestra filial Edesur, llevó a cabo inversiones por cerca de ARS\$145 mil millones principalmente relacionadas a recuperar la calidad del servicio y el resguardo de la seguridad pública. Durante el año 2015 se ha intensificado la puesta en marcha de proyectos de infraestructura eléctrica en su mayoría financiados por el Estado Nacional mediante el "Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica (FOCEDE)", lo que ha llevado a la Compañía a la mayor inversión de los últimos tiempos en el área.

En el caso de Brasil, la inversión total alcanzó a \$248 mil millones de reales. En particular, Ampla realizó inversiones por un total de \$158 mil millones de reales, principalmente concentrada en proyectos de reducción de pérdidas, calidad de las redes de distribución y conexión de nuevos clientes. En el caso de Coelce, la inversión totalizó los \$89 mil millones de reales, principalmente por proyectos en redes y conexión destinados para incorporar nuevos clientes. También, se realizaron inversiones necesarias para soportar el sostenido crecimiento de la demanda que ha presentado el estado de Ceará durante los últimos años.

En Colombia, las inversiones realizadas totalizaron COP\$108 mil millones en proyectos dirigidos a la expansión para atender a nuevos clientes y satisfacer el crecimiento de la demanda en forma integral en las distintas tensiones de la red de distribución. Las inversiones realizadas por Codensa se centraron principalmente en conexiones a nuevos clientes y en las redes para mejorar la calidad del servicio.

En Perú, Edelnor llevó a cabo inversiones por un monto total de \$98 mil millones de soles enfocadas principalmente a satisfacer el crecimiento en la demanda, buscando siempre reforzar la seguridad en los alimentadores de Media y Baja Tensión.

Las actividades financieras del Grupo Enersis siempre han sido un tema relevante y prioritario. Se ha trabajado en mejorar el perfil financiero tanto de Enersis como de sus filiales, emitiendo capital y deuda a las mejores condiciones existentes en el mercado.

De los hechos financieros más relevantes en la historia de Enersis, destacan, entre otros, los siguientes acontecimientos:

Entre 1988 y 1992 la acción de Enersis comenzó a transarse en las bolsas locales y el 20 de octubre de 1993, en la Bolsa de Nueva York (NYSE), a través de los ADS, bajo su nemotécnico ENI.

En febrero de 1996, Enersis realizó una segunda emisión de acciones tanto en el mercado local como internacional. Adicionalmente, emitió bonos en Estados Unidos por un monto total de US\$800 millones, con vencimientos en 2006, 2016 y 2026.

En febrero de 1998, Enersis volvió a aumentar su capital y emitió bonos por un monto de US\$200 millones.

En 2000, realizó un nuevo aumento de capital por US\$525 millones aproximadamente.

En 2001, el 17 de diciembre, se comenzaron a transar en el Mercado de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX) las acciones de Enersis bajo su nemotécnico XENI.

Entre junio y diciembre de 2003, Enersis realizó un aumento de capital, lo que permitió incrementar la base patrimonial de la compañía en más de US\$2.000 millones.

En 2012 se realizaron operaciones financieras, tanto refinanciamientos como nuevos financiamientos y coberturas, en las empresas filiales extranjeras por un monto total equivalente a US\$1.376 millones, de los cuales US\$117 millones provienen de Argentina, US\$533 millones de Brasil, US\$623 millones de Colombia y US\$104 millones de Perú.

En marzo de 2013 finalizó exitosamente un nuevo aumento de capital de Enersis por más de US\$ 6.000 millones, el más grande realizado por una empresa chilena.

En 2014 las principales operaciones financieras fueron en Argentina, Brasil, Chile y Perú. En Argentina, Costanera logró refinanciar préstamo con Mitsubishi Corporation, lo que implicó poder contabilizar la deuda a valor de mercado y que se condonaran intereses por US\$66 millones, y la reprogramación de los vencimientos del capital de US\$ 120 millones aprox. por un plazo de 18 años con un período de gracia de 12 meses.

Por otro lado, Enersis logró comprar y luego capitalizar cierta deuda que Docksud tenía con Endesa Latino América. En Brasil, Enersis ejecutó una O.P.A. por las acciones de Coelce. Esta operación significó desembolsar US\$ 243 millones, obteniendo 15,18% del capital, logrando tener el 74,05% de participación consolidada.

En Chile, Endesa Chile emitió un Yankee Bond por US\$400 millones, renovó coberturas (Cross Currency Swaps) por US\$429 millones y adquirió el 50% restante de GasAtacama por US\$309 millones. A partir de la adquisición, Endesa Chile empezó a consolidar en su cuenta de resultados el 100% de GasAtacama, situación que a esa fecha no ocurría al considerar ésta como inversión en empresa asociada. Por

otro lado Enersis pagó Yankee Bond (US\$350 millones) y su cobertura (US\$231 millones).

En Perú, Enersis adquirió 39% de Generandes (sociedad que controla Edegel) por US\$413 millones.

Durante el 2015 hubo tomas de financiamiento y coberturas por US\$328 millones, de los cuales US\$43 millones fueron en Brasil, US\$216 millones en Colombia y US\$67 millones en Perú.

Los accionistas de Enersis aprobaron en Junta Extraordinaria de Accionistas, en diciembre 2015, la reestructuración societaria de Enersis propuesta por su controlador. El plan contempla una serie de divisiones y fusiones de las empresas controladas por el Grupo a lo largo de 2016 para crear finalmente Enersis Chile y Enersis Américas. Con ello, Enersis Américas manejará los negocios de generación, distribución y transmisión eléctrica que posee actualmente el Grupo en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. En tanto, Enersis Chile controlará a la generadora Endesa Chile y a la distribuidora eléctrica Chilectra en Chile. Debido a enmiendas realizadas entre los años 2006 y 2010 a los contratos de bonos locales, bonos Yankee, y líneas de crédito bajo la Ley de Nueva York de Enersis y Endesa Chile, eventos de incumplimiento de cualquier subsidiaria no tienen efecto en las deudas de las matrices.



Finanzas Nacionales

Enerjis consolidado cuenta al cierre de 2015 con líneas de crédito comprometidas disponibles por un equivalente a US\$531 millones.

Asimismo, Enerjis y Endesa Chile y sus respectivas filiales tanto en Chile como en el extranjero, cuentan al cierre de 2015 con líneas de crédito no comprometidas disponibles por un equivalente a US\$706 millones.

Durante 2015, Enerjis mantuvo disponible para giro la totalidad del programa de bonos locales por UF 12,5 millones, programa inscrito en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros en febrero de 2008.

Al cierre de 2015 permanecían sin utilizar las Líneas de Efectos de Comercio por un monto máximo total de hasta US\$200 millones tanto para Enerjis como para Endesa Chile. Estas Líneas de Efectos de Comercio fueron inscritas en enero de 2009 en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Adicional a los contratos de créditos rotativos y programas de bonos ya señalados, tanto Enerjis como Endesa Chile con sus filiales chilenas terminaron con una caja disponible de US\$1.389 millones, correspondiendo a Enerjis la suma de US\$1.317 millones y a Endesa Chile US\$72 millones.

Respecto a la deuda financiera consolidada de Enerjis a diciembre de 2015, ésta alcanzó a US\$4.791 millones. De este monto, US\$3.065 millones corresponden a Endesa Chile consolidado. Esta deuda está compuesta principalmente por bonos internacionales, bonos locales y deuda bancaria.

Cabe señalar que la caja consolidada de Enerjis finalizó en US\$1.875 millones, con lo cual, la deuda neta consolidada alcanza a US\$2.916 millones. Sin embargo se mantiene US\$51 millones en instrumentos colocados mayores a 90 días.

Durante 2015, en Endesa Chile se produjo el vencimiento de un yakee bond por un importe de US\$200 millones. En 2016, Enerjis tiene un vencimiento de un yankee bond por un monto de US\$250 millones junto a su derivado asociado.

Finanzas Internacionales

El año 2015 para Latinoamérica estuvo marcado por el declive en la demanda por commodities, explicado en parte por el menor dinamismo de la economía de China. Asimismo, durante el año se ha evidenciado una sobreoferta de petróleo en los mercados internacionales. En este contexto, el cobre y el petróleo sufrieron importantes retrocesos durante el ejercicio, registrando caídas del 26,1% y 35,0% respectivamente. Esta caída ha traído como impacto directo la devaluación relativa del Sol Peruano, Real Brasileño, Peso Chileno y Peso Colombiano en relación al dólar norteamericano.

La situación política, económica y social en algunos países de la región se vio deteriorada, impactando las condiciones financieras locales. Tal es el caso de Brasil, el cual durante el ejercicio 2015 evidenció una crisis institucional y política, acompañada de una recesión económica, que trajo como resultado la baja en la clasificación de riesgo soberana del país por dos de las más importantes clasificadoras de riesgo, bajo el nivel de grado de inversión.

Las economías desarrolladas, y sobre todo Estados Unidos, demostraron en 2015 una creciente recuperación posterior a la crisis financiera de fines de la década pasada. Es por esto, que la FED anunció hacia mediados de diciembre de 2015 la primera alza de tasas en una década en 25 puntos base, para quedar en un rango entre 0,25% y 0,50%. Lo anterior, ha venido a apoyar la fortaleza del dólar frente a otras monedas emergentes.

Los mercados financieros se mantuvieron abiertos en los países donde Enerjis tiene presencia, lo que permitió a sus filiales extranjeras acceder a los recursos necesarios para financiar sus proyectos e inversiones y continuar con el refinanciamiento de su deuda a mayor plazo, cumpliendo con una política que permite tener los riesgos financieros controlados.

Principales Operaciones Financieras Concretadas

Argentina

Durante el año 2015 se refinanciaron pasivos en Chocón, Costanera y Edesur, por un total de US\$5,6 millones.

Brasil

Ampla renegoció covenants de los bonos locales de la 6ª, 7ª y 8ª emisión y contrató financiación con BNDES referente al CAPEX de los años 2014 y 2015 por US\$ 120 millones. Asimismo, Coelce también contrató financiación BNDES referente al CAPEX de los años 2014 y 2015 por US\$ 54 millones.

Colombia

Emgesa realizó numerosas actividades de financiación durante 2015, explicadas por el proyecto El Quimbo y necesidades de capital de trabajo. Entre ellas, se cuentan varios créditos bancarios de corto plazo, que en algunos casos fueron refinanciados a mediano plazo, con un saldo al final del año de US\$188 millones. Además, se realizó una refinanciación de deuda con la banca local por un monto total de US\$127 millones.

Perú

Empresa Eléctrica de Piura contrató un leasing bancario por US\$54 millones para la financiación de una nueva turbina dual.

Edegel precanceló US\$32,5 millones de un préstamo bancario y refinanció el saldo por US\$21 millones a través de un préstamo bancario. Además, renovó líneas comprometidas con la banca local, por un equivalente a US\$29 millones.

Chinango refinanció un préstamo bancario por US\$28 millones con vencimiento en febrero 2018.

Edelnor emitió un bono corporativo correspondiente al V Programa de Bonos por un equivalente a US\$20 millones a 4 años. Además, renovó líneas comprometidas con la banca local, por un equivalente a US\$64 millones.

Política de Cobertura

Tipo de Cambio

La política de cobertura de tipo de cambio del Grupo es en base a flujos de caja y tiene como objetivo mantener un equilibrio entre los flujos indexados a moneda extranjera (US\$), y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio. Como parte de esta política, el Grupo Enersis en Chile contrató forwards por US\$455 millones para cubrir flujos provenientes de las filiales extranjeras en distintas monedas.

Tipo de Interés

La política del Grupo consiste en mantener niveles de deuda fija y protegida sobre la deuda neta total, dentro de una banda de más menos 10% con respecto a la razón establecida en el presupuesto anual. En caso de presentarse alguna desviación con respecto al presupuesto, se realizan operaciones de cobertura en función de las condiciones del mercado. Al cierre de diciembre, el nivel consolidado de deuda fija más protegida sobre la deuda neta total fue de 77%.

Clasificación de Riesgo

El 9 de noviembre de 1994, Standard and Poor's y Duff & Phelps clasificaron por primera vez a Enersis en BBB+, esto es, compañía con grado de inversión. Posteriormente, en 1996, Moody's clasificó la deuda de largo plazo en moneda extranjera de la compañía en Baa1.

Durante el transcurso del tiempo, la mayoría de las clasificaciones de riesgo han variado. Actualmente, todas están en "grado de inversión", las cuales se fundamentan en la diversificada cartera de activos, la liquidez y adecuadas políticas de cobertura de servicio de deuda.

Resumiendo los principales acontecimientos que han tenido lugar durante el año 2015, podemos destacar los siguientes:

- > El 16 de junio de 2015, Fitch Rating ratificó la clasificación en moneda local y extranjera de Enersis en "BBB+", así como también su clasificación de largo plazo en escala nacional en "AA(cl)". Las perspectivas son "estables".
- > Asimismo, el 12 de noviembre de 2015, Standard & Poor's reafirmó la clasificación internacional para Enersis en "BBB+". El rating de la compañía se puso en "creditwatch" y las perspectivas fueron modificadas a Negativas en espera de que se materialice la operación de reestructuración societaria.
- > Posteriormente, el 15 de diciembre de 2015, Feller Rate confirmó en "AA" la calificación local vigente para los programas de bonos, acciones y efectos de comercio, con perspectivas negativas.
- > Finalmente, la agencia Clasificadora de Riesgos Moody's, rebajó la clasificación corporativa de Enersis a "Baa3" desde "Baa2" con perspectivas estables el 23 de diciembre de 2014.

Los ratings están apoyados en el diversificado portafolio de activos que posee la compañía, fuertes parámetros crediticios, adecuada composición de deuda y amplia liquidez. La diversificación geográfica de Enersis en Latinoamérica provee una cobertura natural frente a las diversas regulaciones y condiciones climáticas.

Clasificación Internacional

Enersis	S&P	Moody's	Fitch
Corporativo	BBB+ / Negativa	Baa3 / Estable	BBB+ / Estable

Clasificación Local

Enersis	Feller Rate	Fitch	Humphreys
Acciones	1° clase, Nivel 2	1° clase, Nivel 1	1° clase, Nivel 1
Bonos	AA / Negativa	AA / Estable	AA / Estable

Debido a las situaciones que actualmente está enfrentando la compañía, como por ejemplo la condición económica de Brasil y la reorganización societaria consistente en la separación de las actividades de generación y distribución en Chile, del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile por el Grupo, las Agencias Clasificadoras de Riesgos han emitido reportes durante el primer trimestre de 2016:

- > El 3 de febrero de 2016, la Agencia Clasificadora de Riesgos, S&P recortó en un escalón la clasificación de Enersis, a "BBB" desde "BBB+", manteniendo la perspectiva negativa. El día 23 de febrero, S&P reafirmó esta clasificación.
- > Además, el día primero de marzo de 2016, Fitch Ratings rebajó la clasificación en moneda local y extranjera de Enersis a "BBB" desde "BBB+", así como también su clasificación de largo plazo en escala nacional a "AA-(cl)" desde "AA(cl)". Las perspectivas son "estables".

Propiedades y Seguros

Energis es propietaria de algunos equipos y subestaciones ubicados en la Región Metropolitana y está adscrita a un Programa Mundial de cobertura de riesgos, tanto en daños materiales, terrorismo, interrupción de negocios y responsabilidad civil liderado por su matriz ENEL. El proceso de renovación de los contratos de seguros se efectuó a través de una licitación internacional donde se invitó a los principales aseguradores líderes a nivel mundial. Los contratos fueron renovados el 01 de noviembre del 2015 hasta el 31 de octubre de 2016.

■ Marcas

La sociedad tiene registrada la marca "Energis" en servicios, productos, establecimiento comercial e industrial.



Proveedores, Clientes y Competidores Relevantes

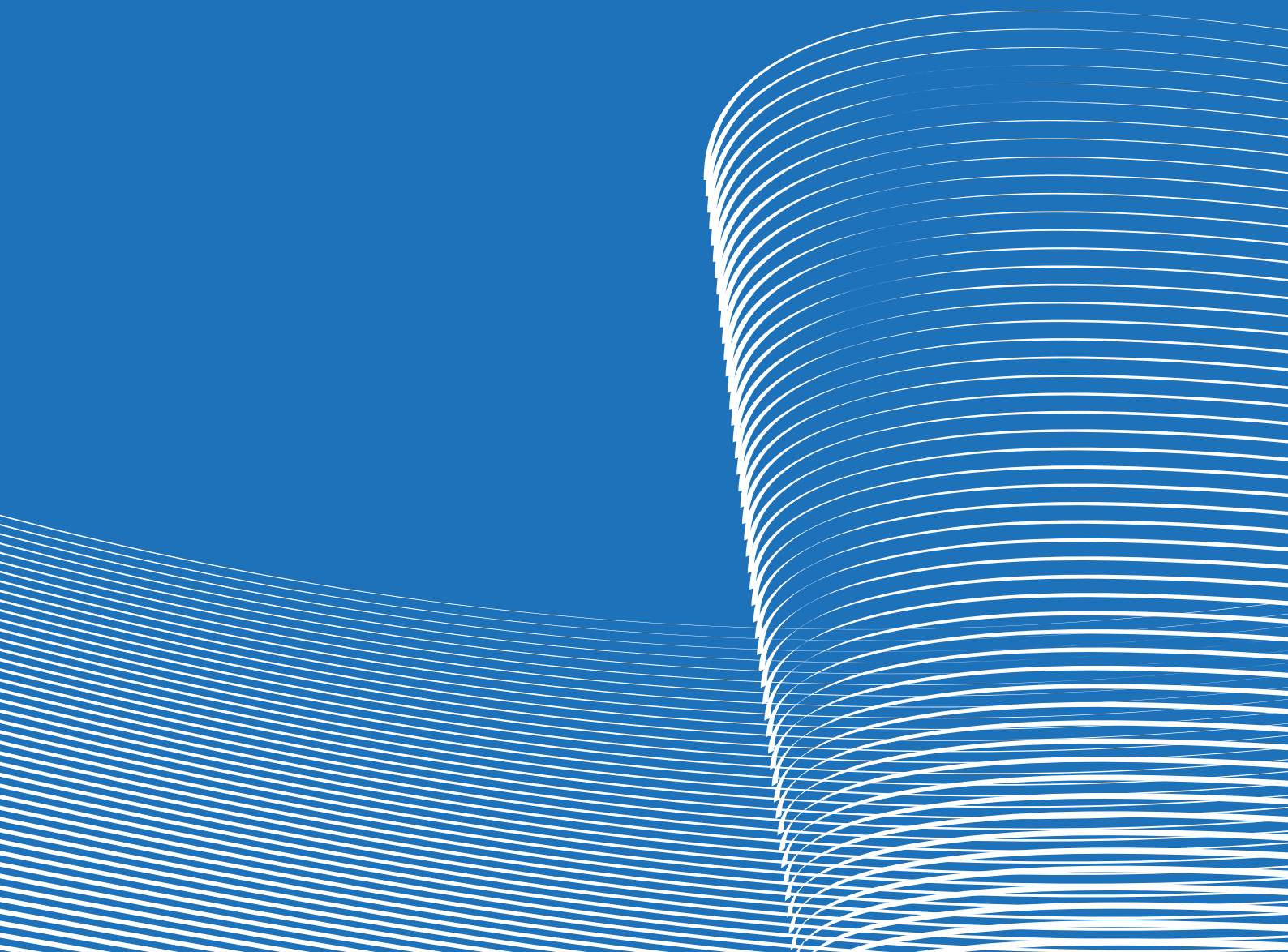


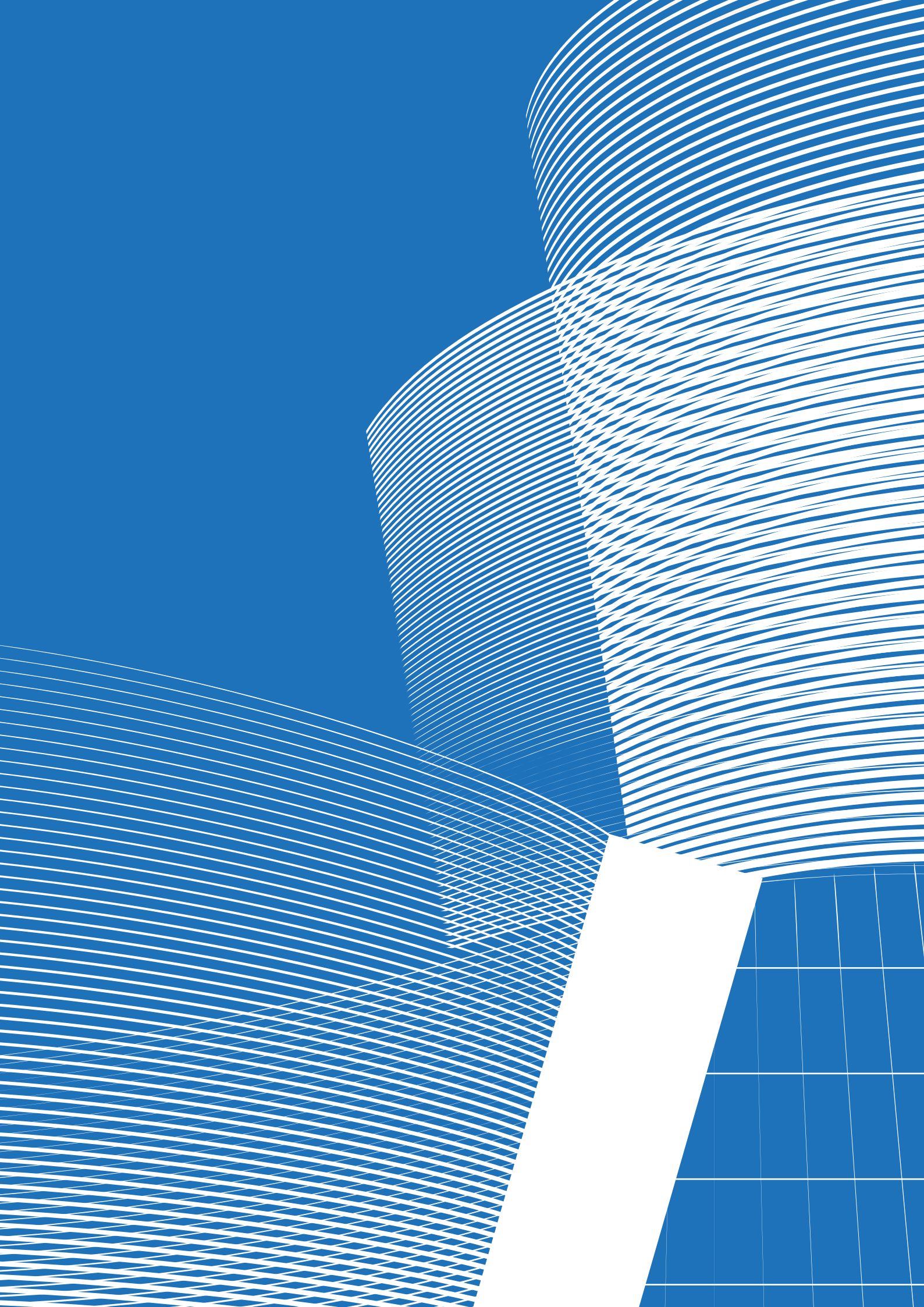
Siendo Enersis una empresa que opera principalmente en el ámbito de la generación y distribución de energía eléctrica se ha adoptado por considerar, además de los propios que corresponda, a los proveedores, clientes y competidores más relevantes de sus principales filiales tanto en Chile como en el resto de los países en Latinoamérica donde tiene presencia:

En concordancia con lo anterior, se estableció que los proveedores, clientes y competidores más relevantes para la compañía son:

- > **Brasil:** Energisa, Cedae, Holcim, Ingredion, Cibrapel, AES Distribución, CPFL Distribución, Neoenergía Distribución, Copel Distribución, Light, Cagece, MDias Branco, Fapija, Ambev, Cearaportos, Rhodia, Peugeot, Vicunha, Romi, CSN, Electrobras Generación, Cemig Generación, AES Tiete, CPFL Generación, Duke Brasil Generación, Compel Const. Mont. Proj. Elet. Ltda., Personal Service Rec. Hum. Asses. Emp, Landis+GYR Equip. Medicao Ltda., Cam Brasil Multiservicos Ltda., Genom Geral de Engenharia e Mont. S.A., Cosampa Projetos e Construcoes Ltda., Endicon Eng. Instalacoes e Const. Ltd., B & Q Energia Ltda., Eficaz Engenharia e Servicos Ltd., Citeluz Servicos de Iluminacao Urba., Biotérmica Energia S.A., Andritz Hydro Inepar do Brasil S/A, Voith Hydro Ltda., Safira Admin. Comercializadora, Energia Solucoes S.A., Alstom Power O & M Ltda., Alstom Brasil Energia e Transp. Ltda., Cegece, Hidroplas Industria e Comércio Ltd., PB Construcoes Ltda.
- > **Colombia:** EPM, Isagen, Gecelca, Chivor, EPSA, Caribe, Emsa, CEO, Familia S.A., E.A.B. ESP, Ecopetrol S.A., Cencosud S.A., Triple A S.A. ESP, EEPPM, Electricaribe S.A. ESP, Dixel, Deltec S.A., Cam Colombia Multiservicios SAS, Consorcio Mecam, Cenercol S.A., Villa Hernández y Compañía SAS, Transportes C&C, Transportes Especializados JR SAS., Alumbrado Público Bogotá, San Miguel Industriales PET S.A., Telefónica Móvil de Colombia.
- > **Perú:** Vorantim Metais Cajamarquilla, Luz del Sur, Cía. Minera Antamina, Chinalco, Enersur S.A., Kallpa Generación S.A., Electroperú, Duke Energy, Celepsa, Corporación Celima, Filamentos Industriales S.A., Corporación Lindley S.A., Peruana de Moldeados S.A., Lima Airport Partners S.R.L., Coelvisac, Termoselva S.R.L., Duke Energy Egenor S.E.P.A., Siemens Energy Inc., Siemens S.A., Siemens S.A.C., Skanska del Perú S.A., Yikanomi Contratistas Generales SAC., Cobraperú S.A., Calatel Infraestructuras y Servicio, Consorcio Nortelec, Compañía Americana de Multiservicios, Indeco S.A.
- > **Chile:** Gerdau Chile, Grupo CMPC, Grupo Mall Plaza, Grupo CGED, Grupo SAESA, Grupo Chilquinta, Grupo Emel, Colbún, Guacolda, AES Gener, Hidroeléctrica La Higuera, Hidroeléctrica La Confluencia, Pacific Hydro, E-cl (Suez), Importadora y Exportadora Clever Ltda., Schaffner S.A., Cam Chile S.A., Ferrovial Agroman Chile S.A., Salfa Empresa de Montajes S.A., Inerco Ingeniería y Tecnología, Akeron –CAF Servicios Industriales Ltda., Mltsubischi Corporation, Voith Idro Ltda.
- > **Argentina:** Sadesa, AES, Pampa, Petrobras, YPF ENERG (ex Pluspteg), Minera Lumbera, Chevron Argentina, Petroquímica Comodoro Rivadavia, Duke Energy, Albanesi, GCBA, AYSA S.A., Coto C.I.C.S.A., , Telefónica, Metrovías, Soc. Integrada de Buenos Aires UTE, Prysmian Energía Cables y Sistemas, Leccentros S.A., Contrucsur S.R.L., Tecnodock S.R.L., Duro Felguera Arg. S.A. , DF Services Masa Oper. Int. S.L., Ansaldo Energia S.P.A, Masa Argentina S.A., Reivax S.A. Automacao e Controle, Imc SRL - Mei SRL UTE, Enrique Félix Zippilli, Turismo Patagonia S.A., Integratech, S.A.

Factores de Riesgo







Las empresas del Grupo Enersis están expuestas a determinados riesgos que se gestionan mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- > Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- > Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- > Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
- > Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- > Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- > Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enersis.

Riesgo de Tasa de Interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 58% al 31 de diciembre de 2015.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política, corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura de deuda financiera del Grupo Enersis según tasa de interés fija más protegida y variable sobre deuda neta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición Neta

	31-12-2015 %	31-12-2014 %
Tasa de interés fijo	58%	72%
Tasa de interés variable	42%	28%
Total	100%	100%

Riesgo de Tipo de Cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- > Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- > Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- > Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- > Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enersis es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a dólares y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

Riesgo de Commodities

El Grupo Enersis se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

- > Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- > Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2015 habían operaciones swap vigentes por 133 mil barriles de petróleo Brent. Al 31 de diciembre de 2014 habían operaciones swap vigentes por 266 mil barriles de petróleo Brent para enero 2015 y 350 mil MMBTU de gas Henry Hub para febrero 2015.

De acuerdo a las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, éstas coberturas pueden ser modificadas, o incluir otros commodities.

Riesgo de Liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros.

Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo presenta una liquidez de M\$ 1.329.425 de pesos chilenos en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 176.364.376 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$ 1.704.745.491 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 353.263.488 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de Crédito

El Grupo Enersis realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.



Cuentas por Cobrar Comerciales

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

Activos de Carácter Financiero

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea (con calificación de riesgo equivalente a grado de inversión, en la medida de lo posible) con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación grado de inversión.



Medición del Riesgo

El Grupo Enersis elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- > Deuda Financiera
- > Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, respecto al Peso Chileno, incluyendo:

- > Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- > Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- > Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M\$ 153.738.595.

Estos valores representan el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto estos valores en riesgo están intrínsecamente relacionados, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

Los factores de riesgo, asimismo, pueden extenderse a los siguientes ámbitos:

Una crisis financiera, u otra crisis, en cualquier región a lo ancho del mundo pueden tener un impacto significativo en los países en los que Enersis opera y, consecuentemente, afectar adversamente las operaciones así como la liquidez de la compañía.

Los cinco países en los que Enersis tiene sus inversiones, son vulnerables a los impactos externos, incluyendo eventos financieros y políticos, los cuales pueden causar dificultades económicas significativas y afectar su crecimiento. Si cualquiera de estas economías experimenta un crecimiento económico menor que lo esperado o una recesión, es probable que los clientes demanden menos electricidad. Más aún, algunos clientes pueden experimentar dificultades para pagar sus cuentas de electricidad, posiblemente incrementando nuestras cuentas incobrables. Cualquiera de estas situaciones podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Crisis financieras y políticas en otras partes del mundo podrían afectar de manera adversa el negocio eléctrico. Por ejemplo, la inestabilidad del Medio Oriente o en otra región de producción petrolera, podría tener como resultado mayores precios de los combustibles en el mundo entero, lo que a su vez podría incrementar los costos de combustible para las plantas de generación térmica y afectar de manera adversa el resultado operacional y la condición financiera de Enersis.

Adicionalmente, una crisis internacional financiera y su efecto negativo en la industria financiera pueden tener un impacto adverso en la capacidad para obtener nuevos financiamientos bancarios en los términos y condiciones históricos. Esto podría disminuir la capacidad para acceder a los mercados de capital en los cinco países de operación, así como a los mercados internacionales de capital por otras fuentes de liquidez o incrementar las tasas de interés disponibles para nosotros. La liquidez reducida, a su vez, puede afectar los gastos de capital, las inversiones de largo plazo y adquisiciones, las perspectivas de desarrollo y la política de dividendos.

Las fluctuaciones en las economías de Sudamérica pueden afectar los resultados operacionales y la condición financiera de Enersis, así como el valor de sus títulos.

Son cinco los países de Sudamérica donde Enersis posee operaciones. Por consiguiente, sus ingresos consolidados son sensibles al desempeño de las economías sudamericanas en su totalidad. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales afectan de manera adversa la economía de cualquiera de los cinco países en los cuales Enersis tiene inversiones u operaciones, la condición financiera y los resultados operacionales pueden verse adversamente afectados.

La mayor parte de los ingresos operacionales de la compañía son generados en Chile, Brasil y Colombia, siendo el 78% de los ingresos operacionales de 2015, los que se derivaron de las operaciones en estos países. Como consecuencia de esto último y considerando que el negocio de electricidad sigue de cerca las fluctuaciones del PIB, la condición financiera y los resultados operacionales son fundamentalmente dependientes del desempeño de las economías chilena, brasilera y colombiana. A continuación se presentan los crecimientos del PIB en 2015 y los pronósticos para 2016 y 2017, para estos dos países acorde al Latin American Consensus Forecast publicado por el Consensus Economics Inc, el 15 de febrero 2016.

- > En 2015, el PIB de Chile se incrementó en 2,0% comparado a 1,9% que creció en 2014. En 2016, se pronostica que el PIB de Chile crecerá 2,0% y en 2017 crecerá en 2,7%.
- > En 2015, el PIB de Brasil se contrajo en 3,7% comparado al 0,1% que creció en 2014. En 2016, se pronostica que el PIB de Brasil se contraerá 3,1% y en 2017 crecerá en 0,6%.
- > En 2015, el PIB de Colombia se incrementó en 2,9% comparado a 4,6% que creció en 2014. En 2016, se pronostica que el PIB de Colombia crecerá en 2,5% y en 2017 en 3,1%.

Futuros eventos adversos en estas economías pueden dificultar la capacidad de llevar a cabo planes estratégicos, lo que podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

Adicionalmente, los mercados financieros y de valores en Sudamérica están influenciados en diferentes grados por las condiciones económicas y los mercados de otros países. Los mercados financieros y de valores de Brasil, Chile y Colombia, pueden verse adversamente afectados por eventos en otros países y tales efectos pueden afectar el valor de los títulos de Enersis.

Ciertas economías sudamericanas se han caracterizado históricamente por la frecuente y, ocasionalmente, drásticas medidas intervencionistas de las autoridades estatales, incluyendo las expropiaciones, lo que puede afectar de manera adversa el negocio de Enersis y sus resultados financieros.

Las autoridades gubernamentales han modificado las políticas monetarias, crediticias, tarifarias, tributarias y otras, con el objeto de influir en el rumbo de las economías de Argentina, Brasil, Colombia y Perú. A pesar de que no se tendrán activos en Chile después del "Spin-Off", se observará una compañía establecida bajo las leyes de la República de Chile. Por lo tanto, el pago de impuestos se hará en Chile y se estará sujeto a los cambios de las leyes fiscales chilenas.

En una menor medida el gobierno chileno también ha ejercido y continúa ejerciendo una influencia importante sobre diversos aspectos del sector privado, lo cual puede resultar en cambios en la política económica o en otras políticas. Por ejemplo, en septiembre de 2014, el gobierno chileno aprobó un aumento progresivo de los impuestos a las empresas y un cambio en el sistema impositivo, pudiendo tener un impacto adicional negativo a los accionistas no chilenos o ADSs. Posteriormente, el día 8 de febrero de 2016 fue promulgada la ley 20.889, que hizo ajustes a la reforma tributaria. Las actuaciones gubernamentales, en estos países Sudamericanos, han significado la aplicación de controles salariales, tarifarios y de precios, y otras medidas intervencionistas, tales como expropiaciones o nacionalizaciones. Por ejemplo, Argentina congeló las cuentas bancarias e impuso restricciones a los capitales en 2001, nacionalizó el sistema privado de fondos de pensiones en 2008, usó las reservas de la Tesorería Argentina en el Banco Central para amortizar deuda con vencimiento en el año 2010, expropió el 51% de Repsol en YPF en 2012 e impusieron controles de cambios en 2014, lo que limitó el acceso de monedas extranjeras a Argentina. En 2010 Colombia impuso un impuesto al patrimonio para financiar la reconstrucción para reparar los daños producidos por una grave inundación lo que tuvo como resultado un devengamiento que debió ser contabilizado en enero de 2011, por los impuestos a ser pagaderos en el periodo 2011 – 2014.

Los cambios realizados en las políticas de estas autoridades gubernamentales y monetarias con respecto a las tarifas,

los controles cambiarios, las regulaciones y la tributación, podría reducir nuestra rentabilidad. La inflación, devaluación, inestabilidad social y otros eventos políticos, económicos o diplomáticos, incluyendo la respuesta de los gobiernos de la región a estas circunstancias, podría también reducir nuestra rentabilidad. Cualquiera de estos escenarios podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y la condición financiera de la empresa.

El negocio eléctrico está expuesto a riesgos que surgen de desastres naturales, accidentes catastróficos y actos de terrorismo que podrían afectar de manera adversa las operaciones, utilidades y flujo de caja.

Las instalaciones principales de la compañía incluyen plantas generadoras, activos de transmisión y distribución, gasoductos, terminales y plantas regasificadoras de GNL, naves contratadas para transportar y almacenar GNL. Las instalaciones pueden sufrir daños por terremotos, inundaciones, incendios y otros desastres catastróficos causados por la naturaleza o accidentes humanos, como también actos de terrorismo. Un evento catastrófico podría ocasionar interrupciones en el negocio, reducciones significativas de los ingresos debido a una menor demanda o costos adicionales significativos no cubiertos por las cláusulas de los seguros por interrupciones del negocio. Puede haber retrasos entre la ocurrencia de un accidente significativo o un evento catastrófico y el reembolso definitivo de las pólizas de seguro, que normalmente contemplan un deducible y están sujetos a montos máximos por siniestro.

Como ejemplo, el 6 de mayo de 2013, un álabe de la turbina a gas n°7 de la central Santa Rosa de Edegel, en Perú, se rompió y produjo un daño catastrófico en la unidad como consecuencia de la combustión del aceite lubricante. La turbina dañada fue calificada como pérdida total y su costo de reposición superó los US\$60 millones en daños materiales y pérdida de beneficios. A pesar de que los costos fueron absorbidos por los seguros contratados por Edegel, la unidad estuvo fuera de servicio por 19 meses, con sus operaciones retrasadas hasta el 5 de diciembre de 2014. Accidentes como ese pueden afectar las operaciones, ganancias y flujos de efectivo.

Por otro lado, el 27 de febrero de 2010, Chile sufrió un terremoto mayor, con una magnitud de 8,8 en la escala de

Richter, en la Región del Bío-Bío, seguido de un tsunami muy destructivo. Nuestras plantas generadoras Bocamina I y Bocamina II, que están ubicadas cerca del epicentro, experimentaron daños significativos como consecuencia del terremoto. Además, recientemente, el 16 de Septiembre de 2015, Chile sufrió un terremoto, con una magnitud de 8,3 en la escala de Richter, en la Región de Coquimbo, seguido por un tsunami, lo cual no generó daños significativos a alguna de las instalaciones de Enersis. En el negocio de distribución, el de 6 de Mayo de 2015 un incendio dañó los pasillos de celda, la sala de control, la sala de baterías y servicios auxiliares en la subestación Alonso de Córdoba en Santiago, dejando sin electricidad a 50.000 clientes del sector oriente de Santiago, donde está localizada una parte importante de la actividad del sector financiero y comercial de la ciudad. El corto circuito fue causado por un gato, produciendo una desastrosa falla de poder. Este incendio produjo pérdidas de US\$ 5.8 millones, las cuales fueron absorbidos en su mayoría por los contratos mantenidos con las compañías de seguros.

Se está sujeto a riesgos de financiamiento, tales como aquellos asociados con el financiamiento de nuevos proyectos y gastos de capital y riesgos relacionados con el refinanciamiento de la deuda por vencer; también se está sujetos al cumplimiento de obligaciones de la deuda, todo lo cual podría afectar adversamente la liquidez.

Al 31 de diciembre de 2015 la deuda consolidada total de Enersis totalizó Ch\$ 3.309 mil millones. Con motivo del proceso de reestructuración societaria, el 18 de diciembre de 2015 se aprobó la división de Enersis en Enersis Chile (contenedora de las actividades y operaciones chilenas) y Enersis Américas (contenedora de todas las actividades y operaciones fuera de Chile). Como resultado de lo anterior, a cierre contable del año 2015, la sociedad continuadora fue Enersis Américas y todas las operaciones y activos chilenos se discontinuaron en consecuencia.

Al 31 de diciembre de 2015, la deuda consolidada de Enersis Américas totalizó Ch\$ 2.464 mil millones y mantenía el siguiente calendario de vencimientos:

- > Ch\$ 617 mil millones en 2016;
- > Ch\$ 682 mil millones en el periodo 2017 – 2018;
- > Ch\$ 373 mil millones en el periodo 2019 – 2020; y
- > Ch\$ 792 mil millones más adelante.

Abajo se encuentra un desglose por país de la deuda que vence en 2016:

- > Ch\$ 183 mil millones para Chile;
- > Ch\$ 170 mil millones para Colombia;
- > Ch\$ 135 mil millones para Brasil;
- > Ch\$ 98 mil millones para Perú; y
- > Ch\$ 31 mil millones para Argentina.

Algunos de los contratos de deuda están sujetos a (1) cumplimiento de ratios financieros, (2) obligaciones de hacer y de no hacer, (3) eventos de incumplimiento, (4) eventos de prepago obligatorio por incumplimiento de condiciones contractuales y (5) ciertas cláusulas de cambio de control y por fusiones o desinversiones significativas, entre otras disposiciones. Una porción significativa del endeudamiento financiero está sujeta a condiciones de incumplimiento cruzado, con distintas definiciones, criterios, umbrales de materialidad, y aplicabilidad en términos de las filiales que pueden dar origen a un incumplimiento cruzado.

En el caso que Enersis o sus filiales incumplan en alguna de estas disposiciones significativas, los acreedores y tenedores de bonos pueden exigir el pago inmediato, y alguna porción de la deuda podría llegar a ser vencida y exigible. Por ejemplo, el 31 de diciembre de 2014, el 31 de marzo de 2015 y el 30 de septiembre de 2015, la subsidiaria argentina El Chocón no cumplió con una prueba de ratio de cobertura de gastos financieros (EBITDA / gastos financieros) que tenía como requerimiento en un contrato de préstamo con el Standard Bank, Deutsche Bank e Itaú que vencía en febrero de 2016. El Chocón experimentó dificultades para cumplir con este requisito varias veces en el pasado y ha obtenido exenciones del cumplimiento de sus prestamistas. Si los prestamistas deciden declarar un evento de default y acelerar el préstamo, el capital e intereses serían inmediatamente vencidos y pagadero de este préstamo y debido a una aceleración cruzada de otros préstamos de El Chocón, deudas adicionales también se acelerarían y El Chocón se declararía en bancarrota. En el negocio de distribución, Ampla ha estado enfrentando distintos tipos de problemas financieros debido a la situación política y económica de Brasil, la cual llevó a una menor demanda eléctrica, mayores costos relacionados a la inflación y en el caso particular de Ampla, a deterioros en su efectivo y EBITDA, al igual que otras compañías de distribución en el mercado Brasileño. Esto llevó a

Ampla a renegociar algunos de sus pactos financieros entre diciembre del 2015 y enero del 2016, con el fin de evitar que se incumplan, entre otras medidas. Hay un riesgo adicional de no cumplir si el ambiente económico en Brasil continúa empeorando.

Se podría también no tener la capacidad de obtener los fondos requeridos para completar los proyectos en desarrollo o en construcción. Las condiciones de mercado existentes en el momento de requerir esos fondos u otros sobrecostos no previstos pueden comprometer nuestra capacidad para financiar estos proyectos e inversiones.

Enersis considera que Argentina continúa siendo el país con el más alto riesgo de refinanciamiento (sin embargo, el reciente cambio en el gobierno argentino podría implicar acciones positivas en la administración económica que podría disminuir la percepción de riesgo del país). Al 31 de diciembre de 2015, la deuda financiera con terceros de nuestras filiales argentinas alcanzó los Ch\$ 70 mil millones. En la medida que los temas fundamentales que se refieren al sector eléctrico local se mantienen sin solución, Enersis renovará la deuda argentina, pendiente de pago, en la medida que se tenga la habilidad para hacerlo. Si los acreedores no estuviesen dispuestos a renovar la deuda al vencimiento y no se tuviera la posibilidad de refinanciar esas obligaciones, se podría caer en incumplimiento en esa deuda. Por otro lado, dependiendo de la evolución de la situación económica de Brasil, éste se podría convertir en el país con el mayor riesgo financiero. Al 31 de diciembre de 2015, la deuda financiera con terceros de las filiales en Brasil ascendió a Ch\$ 560 mil millones.

Una incapacidad de por parte de Enersis para financiar nuevos proyectos o gastos de capital o refinanciar deudas existentes podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

Es posible que Enersis no sea capaz de efectuar inversiones, alianzas o adquisiciones apropiadas.

De manera continua Enersis verifica las perspectivas de adquisiciones que puedan aumentar su cobertura de mercado o complementar los negocios existentes, aunque no se puede asegurar que será capaz de identificar

y concretar transacciones de adquisiciones apropiadas en el futuro. La adquisición e integración de empresas independientes que no controla es, generalmente, un proceso complejo, costoso y que consume tiempo, y que requiere de importantes esfuerzos y gastos. Si se lleva a cabo una adquisición, podría resultar en que se incurra en deuda importante y asumir obligaciones desconocidas, la potencial pérdida de empleados claves, gastos de amortización relacionados con activos tangibles y la distracción de la administración de otras preocupaciones del negocio. Adicionalmente, cualquier retraso o dificultades encontradas en relación con la adquisición y la integración de operaciones múltiples, podría tener un efecto adverso en el negocio, condición financiera o resultado de las operaciones. Como ejemplo, el 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió un 50% de la participación de Gas Atacama Holding, lo cual implica combinar totalmente GasAtacama Holding y GasAtacama en los estados financieros e incorporar esas compañías a las operaciones regulares de la empresa.

Puesto que el negocio de generación de la compañía depende en gran medida de las condiciones hidrológicas, las condiciones de sequía pueden perjudicar la rentabilidad.

Aproximadamente el 53% de nuestra capacidad instalada de generación consolidada en el año 2015 era hidroeléctrica. Por lo tanto, condiciones hidrológicas extremas pueden afectar el negocio y pueden causar un efecto adverso sobre los resultados y la condición financiera. En los últimos años la hidrología regional se ha visto afectada por dos fenómenos climáticos – “El Niño” y “La Niña” – que influyen la regularidad de la lluvia y pueden llevar a sequías. Por ejemplo, en Brasil, donde el 67% de nuestra capacidad instalada es hidroelectricidad, los bajos aportes hidrológicos registrados en 2014 y 2015 y el consiguiente mayor despacho de termoeléctricas y los precios spot, indujo a la autoridad a hacer cambios regulatorios que modifican el techo límite de los precios. Además, el fenómeno de El niño ha afectado las condiciones hidrológicas de Colombia desde mayo del 2015, aumentando el déficit de agua caída y las altas temperaturas, y como consecuencia, aumentando los precios. De acuerdo a la Administración Oceánica y Atmosférica de los

Estados Unidos, este evento podría durar al menos hasta el primer trimestre del 2016. Cada evento de El Niño es diferente y dependiendo de la duración o intensidad, los efectos sociales y económicos pueden ser mayores. Perú también ha experimentado déficits en las lluvias, especialmente a finales del año 2015 y se proyecta una disminución en el flujo natural de las plantas en donde Endesa Chile opera. La situación hidrológica dependerá del nivel de reservas de agua que se tengan hasta finales de abril del 2016. En Chile las contribuciones hidrológicas han estado por debajo del promedio histórico, afectando los resultados. Esta situación no solo reduce la capacidad para operar las plantas hidroeléctricas en su totalidad, sino que también resultan en mayores costos de transporte de agua para el enfriamiento en las operaciones de la planta térmica San Isidro. Mientras que Endesa Chile ha suscrito acuerdos con el gobierno chileno y los agricultores locales sobre el uso de agua para fines de generación hidroeléctrica, especialmente durante períodos de bajos niveles de agua, si las condiciones de sequía persisten o empeoran, se podría enfrentar una mayor presión por parte del gobierno de Chile u otras terceras partes para restringir aún más el uso del agua.

La sequía también afecta la operación de las plantas térmicas, incluyendo las instalaciones que utilizan gas natural, petróleo o carbón como combustibles, de la siguiente manera:

- > Durante periodos de sequía, las plantas térmicas son usadas con mayor frecuencia. Los costos operacionales de las plantas térmicas pueden ser considerablemente mayores a los de las plantas hidroeléctricas. Los gastos operacionales aumentan durante esos periodos. Además, dependiendo de las obligaciones comerciales, se puede tener que comprar electricidad a los precios spot, con el fin de cumplir con las obligaciones de los contratos de suministro y los costos de esas compras de electricidad pueden exceder el precio al cual se vende la electricidad, por lo tanto se pueden producir pérdidas a partir de esos contratos.
- > Las plantas térmicas requieren agua para el enfriamiento y la sequía no solo reduce la capacidad de agua, sino que también aumenta la concentración de químicos en el agua que se usa para el enfriamiento, aumentando el riesgo de daños a los equipos de las plantas, así como también aumenta el riesgo de incumplimiento de regulaciones ambientales. Como consecuencia, se

debe comprar agua de áreas agricultoras que también presentan escasez de agua. Estas compras de agua pueden aumentar los costos operacionales y también se requiere seguir negociando con las comunidades locales.

- > Las plantas térmicas que utilizan gas generan emisiones de gases, tales como dióxido de azufre (SO₂) y óxido de nitrógeno (NO). Por lo tanto, un mayor uso de plantas térmicas, durante periodos de sequía aumenta el riesgo de producir un mayor nivel de contaminantes.

Además, de acuerdo a ciertos modelos de predicción del tiempo, esta sequía que está afectando a la región donde está localizadas la mayoría de las plantas hidroeléctricas podría seguir en el futuro. Una sequía prolongada podría exacerbar los riesgos descritos anteriormente y tener mayores efectos adversos sobre el negocio, resultados operacionales y la condición financiera. Las normas gubernamentales pueden afectar adversamente el negocio de la compañía.

Enersis está sujeta a extensas regulaciones de tarifas que se aplican a los clientes de la compañía y a otros aspectos del negocio, y estas regulaciones pueden tener un impacto adverso en la rentabilidad. Por ejemplo, el Gobierno chileno o brasileño puede imponer un racionamiento eléctrico durante sequías o durante fallas prolongadas en las centrales. Durante el racionamiento, si la Compañía no puede generar la electricidad suficiente para cumplir con sus obligaciones contractuales, posiblemente se vería obligada a comprar electricidad en el mercado al precio spot, puesto que incluso una sequía severa no la libera de sus obligaciones contractuales como un evento de fuerza mayor. El precio spot puede ser significativamente mayor que los costos de generación eléctrica y puede alcanzar el nivel del “costo de falla” que fija la Comisión Nacional de Energía (CNE). Este “costo de falla” que se actualiza cada seis meses por la CNE, es la cuantificación del precio que pagarían los usuarios finales por un MWh adicional bajo condiciones de racionamiento. Si la Compañía no tiene la capacidad de comprar la electricidad suficiente en el mercado spot para satisfacer todas sus obligaciones contractuales tendría que compensar a sus clientes regulados por la electricidad que no pudo suministrar al precio racionado.

Periodos de racionamiento pueden presentarse en el futuro y consecuentemente, las filiales generadoras pueden verse obligadas a pagar penalidades regulatorias si esas filiales fallan en la provisión del adecuado servicio de acuerdo a sus obligaciones contractuales. Actualmente, el Gobierno colombiano está analizando la implementación de políticas de racionamiento debido a la crisis energética que está afectando actualmente al país. La generación eléctrica de Colombia ha sido afectada por dos centrales generadoras, no relacionadas entre ellas, las cuales han estado fuera de servicio debido a problemas técnicos y que representan alrededor del 10% de la capacidad instalada del país, en conjunto con los niveles de reservas de agua bajo el 30% en promedio como consecuencia del fenómeno del Niño. Políticas de racionamiento importantes impuestas por las autoridades regulatorias en cualquiera de los países en que Enersis opera, podrían afectar de manera adversa el negocio, los resultados de la operación y la condición financiera.

Las autoridades gubernamentales pueden también demorar los procesos de revisión tarifaria en la distribución o los ajustes de tarifas determinados por las autoridades gubernamentales pueden ser insuficientes para traspasar nuestros costos (como ha sido el caso de Edesur, filial de distribución en Argentina y con Ampla y Coelce, las subsidiarias de distribución brasileñas, en 2014). De manera análoga, las regulaciones sobre electricidad emitidas por las autoridades gubernamentales en los países en los que operamos puede afectar la capacidad de nuestras empresas de generación para obtener los ingresos suficientes para compensar los costos de operación.

La incapacidad de una compañía del grupo de obtener los ingresos suficientes para cubrir sus costos operacionales puede perjudicar la capacidad de la Compañía afectada para operar como una empresa en marcha y puede, de otra manera, tener un efecto adverso en el negocio, activos, resultados financieros y las operaciones.

Adicionalmente, a menudo, tanto las autoridades administrativas como legisladores de los países en los que opera la Compañía, hacen propuestas de cambios al marco regulatorio. Algunos de estos cambios podrían tener un efecto adverso e importante en el negocio. Por ejemplo, en 2005 hubo un cambio en el Código

de Aguas chileno, en el que se estableció el pago de una patente por los derechos de agua concedidos y que no sean utilizados. Además, el gobierno chileno está iniciando una revisión de las actuales políticas de energía a través de la Agenda de Energía presentada en mayo del 2014 y actualizada en diciembre del 2015. Esta estrategia tiene como objetivo mejorar el servicio de electricidad para los sectores más pobres, tener un 70% de la generación nacional de electricidad proveniente de ERNC y tener el 100% de las nuevas construcciones con un sistemas de control de energía y administración inteligente de la energía hacia el 2050. Sin embargo, factores externos, principalmente los precios de las materias primas, los bajos precios de la energía y las restricciones en el sistema de transmisión han obstaculizado el desarrollo de proyectos de Energías Renovables No Convencionales y algunas compañías no relacionadas han puesto a disposición los contratos que fueron adjudicados en las dos últimas ofertas para empresas de distribución. Por ejemplo, Endesa Chile registró una provisión por deterioro de Ch\$2,5 mil millones en diciembre del 2015, relacionado al proyecto eólico Waiwen, con una capacidad de 200 MW, ya que Endesa Chile determinó que bajo las condiciones actuales, la rentabilidad del proyecto es incierta.

Como un ejemplo de regulaciones gubernamentales, el 6 de octubre de 2015, el gobierno colombiano promulgó el decreto No. 1979/2015, el cual autorizaba la generación de energía de El Quimbo a partir del 7 de octubre del 2015. El 16 de noviembre de 2015, El Quimbo inició sus operaciones comerciales luego de completar todas las pruebas requeridas. Sin embargo, el 15 de diciembre de 2015, la Corte Constitucional de Colombia declaró inconstitucional el decreto No. 1979/2015 en razón de que la medida cautelar dictada por Tribunal Administrativo de Huila estaba aún en vigor y las razones dadas para autorizar la puesta en marcha de la planta eran incorrectas. Por lo tanto Emgesa debió suspender las operaciones de El Quimbo a partir de la medianoche del 16 de diciembre del 2015. El Quimbo utilizó todos los recursos legales a su alcance con el fin de revertir esta medida cautelar y en el 10 de enero de 2016, en la medianoche, El Quimbo inició nuevamente sus operaciones comerciales.

Estos cambios podrían afectar adversamente al negocio, resultados operacionales y la condición financiera.

El desarrollo y rentabilidad del negocio podrían verse afectados adversamente si los derechos del agua son denegados o si se otorgan concesiones de agua con una duración limitada.

Aproximadamente el 54% de la capacidad instalada de la compañía en Chile es hidroeléctrica. La expansión de esta tecnología o eventualmente la modificación de proyectos puede estar supeditada a que el Estado otorgue los derechos de agua que se requieran, lo que no ocurre en todos los casos. Endesa Chile posee derechos de agua para captar el agua desde ríos y lagos cercanos a las instalaciones de la empresa. En Chile, estos derechos están concedidos por la Dirección General de Aguas o DGA, en Argentina por el Estado argentino, en Colombia por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y en Perú por la Autoridad Nacional del Agua o ANA, y en Brasil por la Autoridad Nacional del Agua (ANA). En Colombia, los derechos de agua o concesiones de agua son otorgadas por 50 años, renovables por el mismo periodo; sin embargo, esas concesiones pueden ser revocadas, por ejemplo por una progresiva disminución o agotamiento del agua. En Colombia, el consumo humano es la primera prioridad antes que cualquier otro uso. Algo similar podría ocurrir en Perú y se podrían perder los derechos de agua, incluso cuando las concesiones son pactadas por periodos indefinidos, debido a una escasez o disminución de la calidad. Bajo las normas chilenas, esos derechos de agua son (i) de duración indefinida (ii) derechos de propiedad absolutos e incondicionales y (iii) no están sujetos a mayores desafíos. Las compañías chilenas de generación deben pagar anualmente una tarifa por los derechos de aguas no utilizadas. Se requieren nuevas instalaciones hidroeléctricas para obtener los derechos de agua, cuyas condiciones pueden afectar el diseño, el tiempo o la rentabilidad de un proyecto.

Por otra parte, actualmente en el Congreso chileno se está discutiendo una reforma al Código de Aguas, con el fin de priorizar el uso de agua definiendo el acceso a ésta como un derecho humano que debe ser garantizado por el Estado. Esta reforma establecerá que el agua para consumo humano, subsistencia doméstica y saneamiento siempre tendrá prioridad, tanto en la concesión como en la limitación de los derechos de explotación. Bajo este propósito (i) las concesiones de uso de agua estarían limitadas a 30

años renovables en la medida que el agua, objeto de esa concesión, esté efectivamente siendo utilizada, a menos que las autoridades demuestren que los derechos de agua no están siendo utilizados efectivamente; (ii) que las concesiones para uso no consuntivo del agua que se otorguen a partir de su publicación, caducarán si dentro de un plazo de ocho años aún no son efectivamente utilizadas (iii) las concesiones existentes para uso no consuntivo del agua y que no han sido utilizadas, podrían expirar dentro de ocho años desde la fecha de promulgación del nuevo Código de Aguas; y (iv) a finales del 2015, se añadió un nuevo requerimiento sobre la existencia de un flujo ecológico para actuales y futuros derechos de agua para uso consuntivo y no consuntivo, lo cual podría reducir la disponibilidad de agua para propósitos de generación. En definitiva, limitaciones en los derechos de agua actuales, la necesidad de derechos adicionales de agua o la derogación del actual régimen jurídico de los derechos de agua podrían tener un efecto adverso material en los proyectos de desarrollo hidroeléctrico y la rentabilidad.

Las autoridades regulatorias pueden imponer multas a las filiales, lo que podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

El negocio eléctrico puede estar sujeto a multas regulatorias en los países en que opera Enersis, producto de cualquier incumplimiento de los reglamentos vigentes, incluyendo una falla en el suministro de energía. En Chile, dichas multas pueden ser impuestas hasta por un máximo de 10.000 Unidades Tributarias Anuales (o "UTA"), o Ch\$ 5,4 mil millones, utilizando en cada caso el valor de la UTM, la UTA y las tasas de cambio al 31 de diciembre de 2015. En Perú, las multas pueden alcanzar un máximo de 1.400 Unidades Impositivas Tributarias (o "UIT"), o Ch\$ 1.103 millones, usando las UIT y los tipos de cambio al 31 de diciembre de 2015. En Colombia, las multas pueden ser impuestas hasta por un máximo de 2.000 Salarios Mínimos Mensuales, o Ch\$ 286 millones, usando el Salario Mínimo Mensual y los tipos de cambio al 31 de diciembre de 2015. En Argentina, no hay límite máximo para las multas relevantes. En Brasil, las multas pueden llegar hasta el 2,0% de los ingresos de la empresa de electricidad.

Las filiales de generación eléctrica, son supervisadas por los entes reguladores locales y pueden quedar afectas a estas multas si, en la opinión del ente regulador, las fallas operacionales que afectan el normal suministro de energía al sistema son de responsabilidad de la compañía; tal como cuando los agentes

no se coordinan con el operador del sistema. También, nuestras filiales pueden ser requeridas de pagar multas o de compensar a los clientes si esas subsidiarias no son capaces de suministrarles electricidad a ellos, aún si la falla se debe a fuerzas que están fuera del control de nuestras filiales.

Por ejemplo, en agosto de 2014, la Superintendencia de Medio Ambiente multó a Endesa Chile con 8.640 Unidades Tributarias Anuales (aproximadamente Ch\$4,5 mil millones) por presuntos daños medioambientales relacionados con la planta Bocamina II. Durante 2015, la Superintendencia de electricidad y combustibles de Chile multó a Chilectra en cinco ocasiones diferentes por un monto total de Ch\$ 4.947 millones, debido principalmente a infracciones reglamentarias sobre calidad y continuidad del servicio de años anteriores y por fallas en dos subestaciones. Dichas multas no han sido pagadas todavía, ya que fueron apeladas ante la Autoridad Eléctrica y la corte de justicia. Por otro lado, en abril del 2013, Edegel, la empresa de generación en Perú, fue multada por \$73,9 millones de soles por el Osinergim, autoridad reguladora de electricidad de Perú, por la falta de disponibilidad en muchas ocasiones de algunas de sus unidades en 2008. Edegel pagó dos de las cuatro multas y apeló a las otras, las cuales aún siguen en disputa. En 2015, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso multas en Edesur, la compañía de distribución de Enersis en Argentina, por un total de Ch\$ 6,7 mil millones debido a fallas operacionales técnicas y comerciales. Para que la compañía cumpla con sus obligaciones de pago, depende en parte de los pagos de las filiales, empresas de administración conjunta y afiliadas.

Para pagar las obligaciones, la compañía depende en parte del efectivo que reciba de sus filiales y asociadas, por concepto de dividendos, amortización de créditos, pagos de interés, reducciones de capital y otros pagos. La capacidad de las filiales y asociadas de pagar a Enersis dividendos, pagos de intereses y de créditos y entregar otras distribuciones, está sujeta a limitaciones legales, tales como restricciones de dividendos, deberes fiduciarios, restricciones contractuales y controles cambiarios que se pueden imponer en cualquiera de los países que cuales ellas operan.

Históricamente Enersis ha sido capaz de acceder a los flujos de caja de nuestras filiales chilenas, pero no siempre hemos tenido la capacidad de acceder al flujo de caja de sus filiales no chilenas debido a regulaciones gubernamentales, consideraciones estratégicas, consideraciones económicas y restricciones de crédito.

Los resultados operacionales futuros fuera de Chile pueden continuar estando sujetos a mayor incertidumbre económica y política que aquella que se ha experimentado en Chile, reduciendo por lo tanto la probabilidad de ser capaces de contar con en los flujos de efectivo de las operaciones de aquellas entidades para el pago de nuestra deuda.

Límites sobre los dividendos y otras restricciones legales: Algunas de las filiales están sujetas a exigencias de reservas legales y otras restricciones para el pago de dividendos. También, otras restricciones legales como control de divisas pueden limitar la capacidad de las filiales y asociadas para pagar dividendos, y hacer amortizaciones de créditos u otras distribuciones a Enersis si los hubiese. Adicionalmente, la capacidad de cualquiera de las filiales que no son de propiedad exclusiva de Enersis para distribuir efectivo puede verse limitada por los deberes fiduciarios de los directores de dichas filiales frente a los accionistas minoritarios. Más aún, algunas de las filiales pueden verse obligadas por autoridades locales a disminuir o eliminar el pago de dividendos. Como consecuencia de dichas restricciones, cualquiera de las filiales podría, en ciertas circunstancias, verse impedida para distribuir efectivo a Enersis.

Restricciones contractuales: Restricciones para la distribución de dividendos incluidos en algunos convenios de crédito de las filiales Costanera y El Chocón, pueden impedir el pago de dividendos u otras distribuciones a los accionistas si no están en cumplimiento de ciertos ratios financieros. En general, los convenios de crédito de la compañía prohíben hacer cualquier tipo de distribución si hay en curso un evento de incumplimiento.

Resultados operacionales de filiales: La capacidad de las filiales y asociadas para pagar dividendos, amortizaciones de créditos o efectuar otras distribuciones a nosotros está limitada por sus resultados operacionales. En la medida en que las necesidades de caja de cualquiera de nuestras filiales supere su caja disponible, dicha filial no podrá disponer de efectivo para distribuir a Enersis, que fue el caso de Ampla y Enel Brasil como consecuencia de la situación política y económica que está enfrentando Brasil y especialmente el sector de distribución.

Cualquiera de las situaciones descritas anteriormente podría afectar de manera adversa al negocio los resultados operacionales y la condición financiera.

Los riesgos cambiarios pueden afectar adversamente los resultados y el valor en dólares de los dividendos a pagar a los titulares de ADS.

Las monedas de los países sudamericanos en que Enersis y sus filiales operan han estado sujetas a grandes depreciaciones y apreciaciones con respecto al dólar y pueden tener importantes fluctuaciones en el futuro. Históricamente, una parte importante de la deuda consolidada ha estado denominada en dólares. Aunque una parte sustancial de nuestros ingresos está vinculada al dólar (principalmente proveniente del negocio de generación), generalmente la compañía ha estado y continuará estando expuestos de manera importante a las fluctuaciones de las monedas locales respecto al dólar, por causa de desfases temporales y otras limitaciones para ajustar nuestras tarifas al dólar.

En los países donde los flujos de caja operacionales están denominados en moneda local, la compañía procura mantener la deuda en la misma moneda, pero, debido a las condiciones del mercado puede que no sea posible hacerlo. El ejemplo más importantes es en Argentina, donde la mayoría de la deuda está denominada en dólares mientras que los ingresos están mayoritariamente en pesos argentinos.

Debido a esta exposición, la caja generada por las filiales puede disminuir sustancialmente cuando las monedas locales se devalúan respecto del dólar. La volatilidad futura de las tasas de cambio de las monedas en que recibimos los ingresos o en las que incurrimos en gastos, puede afectar de manera adversa el negocio, los resultados operacionales y la condición financiera.

Al 31 de diciembre de 2015 la deuda consolidada total de Enersis totalizó Ch\$ 3.309 mil millones. Con motivo del proceso de restructuración societaria, el 18 de diciembre de 2015 se aprobó la división de Enersis en Enersis Chile (contenedora de las actividades y operaciones chilenas) y Enersis Américas (contenedora de todas las actividades y operaciones fuera de Chile). Como resultado de lo anterior, a cierre contable del año 2015, la sociedad continuadora fue Enersis Américas y todas las operaciones y activos chilenos se discontinuaron.

Al 31 de diciembre de 2015, la deuda consolidada de Enersis Américas totalizó Ch\$2.464 mil millones (neta de

instrumentos de cobertura cambiaria). De este monto, Ch\$ 379 mil millones, o el 15%, estaba denominado en dólares y Ch\$ 25 mil millones, o el 1% estaba denominado en pesos chilenos. Al 31 de diciembre de 2015, la deuda consolidada de Enersis Américas en moneda extranjera (distinta de los dólares y los pesos chilenos) incluía el equivalente de:

- > Ch\$ 1.182 mil millones en pesos colombianos;
- > Ch\$ 558 mil millones en reales brasileños
- > Ch\$ 290 mil millones en soles peruanos, y
- > Ch\$ 30 mil millones, en pesos argentinos.

Estas cantidades totalizaron Ch\$ 2.060 mil millones en monedas distintas del dólar o del peso chileno.

Para el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2015, el flujo de caja operacional derivado de todas las operaciones (Chile y Américas), alcanzó los Ch\$ 1.933 mil millones (antes de ajustes de consolidación), de los cuales:

- > Ch\$ 490 mil millones, o el 25%, se generaron en Colombia;
- > Ch\$ 266 mil millones, o el 14%, se generaron en Brasil;
- > Ch\$ 350 mil millones, o el 18%, se generaron en Argentina;
- > Ch\$ 277 mil millones, o el 14%, se generaron en Perú; y
- > Ch\$ 550 mil millones, o el 29%, se generaron en Chile.

Enersis está involucrada en diversos litigios

En la actualidad, Enersis está involucrada en varios litigios que podrían concluir en decisiones desfavorables o multas financieras. La Compañía continuará estando sujeta a litigios futuros que podrían tener consecuencias adversas sustanciales para el negocio.

Por ejemplo, en 2001, los habitantes de Sibaté (parte del departamento de Cundinamarca en Colombia) demandaron a Emgesa y otras dos empresas no relacionadas por la posible contaminación del embalse Muña, pidiendo a los demandados pagar COP\$ 3 mil millones (aproximadamente Ch\$ 675 mil millones) por los daños. Los demandantes argumentaron que la contaminación es una consecuencia del bombeo de agua contaminada del Río Bogotá. Por otro lado, Emgesa argumentó que no era responsable dado que la compañía había recibido el agua contaminada y

solicitó la inclusión, como demandados adicionales en los procesos judiciales, a numerosas entidades públicas y privadas que descargan material contaminante al río o a quienes fueran responsables por la administración medioambiental de la cuenca del río. Esta petición fue originalmente aceptada por el tribunal, pero en junio de 2015 se revocó la decisión del tribunal y las nuevas partes fueron excluidos como demandadas. Emgesa apeló a dicha determinación y el caso sigue pendiente. La situación financiera o los resultados operacionales pueden ser afectados de manera adversa si Enersis no tiene éxito en la defensa de este litigio o si otras demandas son puestas en contra de la Empresa.

Los valores de los contratos de suministro de energía a largo plazo de las filiales de generación están sujetos a fluctuaciones de los precios de mercado de ciertas materias primas y a otros factores.

Enersis posee una exposición económica a las fluctuaciones de precio de mercado de ciertas materias primas por causa de los contratos de ventas de energía a largo plazo que ha celebrado. Enersis y sus filiales tienen obligaciones importantes en virtud de contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo. Los precios de estos contratos están indexados al precio de diferentes materias primas, tasas de cambio, inflación y al precio de mercado de la electricidad. Cambios adversos de estos índices podrían reducir las tarifas que la compañía aplica en razón de estos contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo, lo cual podría afectar de manera adversa los negocios, los resultados operacionales y la situación financiera.

El accionista controlador puede ejercer una influencia substancial sobre Enersis y puede tener un punto estratégico diferente al de los accionistas minoritarios de esta empresa.

Enel es dueña del 60,6% del capital accionario de Enersis. El accionista controlador tiene la autoridad de determinar el resultado de los temas importantes que requieren el voto de los accionistas, tales como la elección de la mayoría de nuestros directores y, sujeto a ciertas restricciones contractuales y legales. Enel puede también ejercer influencia sobre las operaciones y estrategia de negocio.

Sus intereses pueden en algunos casos diferir de los intereses de los otros accionistas. Por ejemplo, Enel realiza sus actividades comerciales en el ámbito de las energías renovables en Sudamérica a través de Enel Green Power S.p.A., en el que Enersis no posee participación accionaria.

La regulación ambiental en los países en los cuales opera la compañía y otros factores pueden causar retrasos o impedir el desarrollo de nuevos proyectos, así como aumentar los gastos de explotación y gastos de capital.

Las filiales operativas están sujetas a la regulación ambiental, la cual, entre otras cosas, exige que se realicen estudios de impacto ambiental para proyectos futuros y que se obtengan permisos de las entidades regulatorias tanto locales como nacionales. La aprobación de estos estudios de impacto ambiental puede tomar tiempos más largos que los originalmente planeados, y también puede ser retenida por las autoridades gubernamentales. Comunidades locales, étnicas o activistas medioambientales, entre otros, pueden intervenir en el proceso de aprobación para retrasar o impedir el desarrollo de los proyectos. Ellos pueden también procurar actuaciones judiciales u otras acciones, con consecuencias negativas para Enersis si ellos tienen éxito en sus demandas.

Las regulaciones medioambientales para la capacidad de generación actual y futura pueden llegar a ser más estrictas, requiriendo mayores inversiones de capital. Por ejemplo, el Decreto N°13 del Ministerio del Medioambiente chileno, promulgado en enero de 2011, definió estándares de emisión para las plantas térmicas más estrictos que deben ser cumplidos entre 2014 y 2016 y estándares más estrictos para nuevas instalaciones o capacidad adicional en las existentes. Esta regulación también exige el establecimiento de un sistema continuo de monitoreo de las emisiones por lo tanto, las plantas termoeléctricas deben implementar un sistema de monitoreo acorde a las directrices y protocolos establecidos por la Superintendencia de Medio Ambiente de Chile. Fallas en la implementación de dicho sistema de monitoreo puede resultar en sanciones para la empresa. En septiembre de 2014, el gobierno chileno promulgó la Ley N°20.780, que estableció un impuesto anual a las emisiones de contaminantes producidos por fuentes fijas que usen calderas y turbinas, para instalaciones a partir de 50MW térmicos de capacidad. La ley, que aplica a prácticamente a

toda la generación convencional térmica del país, entrará en vigencia en el año 2018.

En cumplimiento con esas regulaciones medioambientales, se espera que todas las plantas termoeléctricas presenten un incremento en la inversión con el fin de cumplir con las nuevas regulaciones a mediante la instalación de sistemas de control de las emisiones. Cualquier retraso en la implementación podría constituir un incumplimiento a las regulaciones, las cuales establecieron límites a la emisión, efectivas el 23 de junio de 2015 o el 23 de junio de 2016, dependiendo de la ubicación de la planta.

Además de los temas medioambientales, hay otros factores que pueden afectar adversamente nuestra capacidad de construir nuevas instalaciones o para completar a tiempo los proyectos actualmente en desarrollo, incluyendo retrasos en la obtención de las autorizaciones de los entes regulatorios, escasez o incrementos en los precios de los equipos, materiales o de la obra de mano, huelgas, condiciones climáticas adversas, desastres naturales, accidentes y otros eventos imprevistos. Tales dificultades podrían impactar negativamente los resultados de las operaciones y la situación financiera.

Como ejemplo, para responder a las preocupaciones de los residentes que viven cerca del lago Neltume, se debió rediseñar la descarga al lago. Como consecuencia de eso, se debió incurrir en una pérdida por deterioro de Ch\$2.7 mil millones en los estados financieros del año 2015. El estudio de impacto ambiental original fue retirado y hay estudios para presentarlo de nuevo. Esto no está relacionado con el proyecto de línea de transmisión, el cual continúa como estaba previsto.

Retrasos o modificaciones a cualquiera de los proyectos propuestos o en las leyes y reglamentos pueden cambiar o ser interpretados de tal forma que pudiera afectar de manera adversa a las operaciones o los planes para las compañías en las cuales Enersis tiene inversiones, lo que podría afectar de manera adversa al negocio, a los resultados de operaciones o a la condición financiera.

El negocio de Enersis puede ser adversamente afectado por decisiones judiciales sobre resoluciones de calificación ambiental para proyectos eléctricos en Chile.

Los plazos de las resoluciones de calificación ambiental para proyectos de generación y transmisión eléctrica en Chile se han más que duplicado, debido primariamente a las decisiones judiciales contra esos proyectos, oposición medioambiental y crítica social, lo cual despierta dudas respecto de la capacidad de estos proyectos de obtener esas aprobaciones e incrementa la incertidumbre para invertir en proyectos de generación y transmisión en el país. Esa incertidumbre está forzando a las compañías a reevaluar sus estrategias de negocios dado que el retraso en la construcción de los proyectos de generación y transmisión eléctrica puede resultar en problemas de abastecimiento en los próximos cinco o seis años. Si una planta dentro del sistema deja de operar de forma imprevista, Enersis podría experimentar disminuciones en el suministro del sistema, lo que podría llevar a cortes de energía. Tales eventos podrían afectar adversamente los resultados operativos y condiciones financieras.

Los proyectos de centrales generadoras pueden encontrar oposición significativa de distintos grupos lo que puede retrasar su desarrollo, aumentar costos e implicar un daño en la reputación de la empresa frente a distintas partes relacionadas, incluidos los accionistas.

La reputación de Enersis es el fundamento de su relación con los accionistas principales y otros grupos de apoyo. Si no se tiene la capacidad de administrar efectivamente o percibir problemas que pudieran afectar negativamente la actitud de la opinión pública hacia la compañía, el negocio, los resultados operativos y las condiciones financieras podrían verse adversamente afectados.

El desarrollo de nuevas centrales generadoras puede encontrar oposición de parte de diversos grupos interesados, tales como grupos étnicos, grupos medioambientalistas, propietarios de tierras, granjeros, comunidades locales y partidos políticos, entre otros, los cuales podrían afectar la reputación de la Compañía y su nombre. Por ejemplo, el proyecto hidroeléctrico El Quimbo ha enfrentado constantes demandas de la población que han retrasado su construcción y han significado un incremento de los costos. A partir del 27 de abril de 2014 hasta el 27 de mayo de 2014, una huelga de agricultores en conjunto con comunidades cercanas bloquearon carreteras

y ocuparon tierras cercanas al proyecto. Otras protestas durante el 2014, bloquearon la entrada a la construcción del viaducto Balseadero y la cuenca del embalse. Por otro lado, desde diciembre de 2013, la central térmica Bocamina II ha encontrado importante oposición por parte de los sindicatos de pescadores del lugar, que afirman que las instalaciones de la empresa son perjudiciales para la vida marina y provocan contaminación, que se tradujo en el cierre temporal de la planta de energía. El primero de julio de 2015, Bocamina II reactivó sus operaciones, después de la aprobación de la nueva Resolución de Calificación Ambiental en abril de 2015. Además entre el 23 de noviembre de 2015 y el 7 de enero de 2016, un nuevo grupo de pescadores interfirió en el normal desarrollo de las operaciones en la planta, ocupando ilegalmente la primera torre de alta tensión que soporta los circuitos de 154kV y 220kV pertenecientes a Transelec S.A. y que sirve a Bocamina II, lo que impidió la transmisión de la energía producida por la central térmica al sistema interconectado central chileno (SIC). Este grupo de personas exigía recibir los mismos beneficios que se le entregaron al resto de los pescadores de la zona. Para Endesa Chile, los efectos financieros de esta ocupación ilegal que tuvo que asumir durante la interrupción de la transmisión de energía eléctrica, alcanzaron US\$3,8 millones, disminuyendo el margen de contribución entre el 23 de noviembre de 2015 hasta el 7 de enero del 2016. A nivel del sistema eléctrico, esta situación impactó en el aumento global de los costos de suministro, aumentando los precios spot y generando un anticipado uso de las reservas hidroeléctricas, las cuales no estarán disponibles en los meses siguientes. Grupos como tales están financiados internacionalmente y pueden recibir atención mundial.

La operación de nuestras actuales centrales térmicas también puede afectar el nombre de Enersis frente a grupos de apoyo debido a las emisiones tales como material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, los que podrían afectar adversamente el medioambiente.

El perjuicio a la reputación de la compañía puede ejercer una presión considerable sobre los reguladores, acreedores, y otros grupos de interés, y, en último término, llevar a que los proyectos y las operaciones no se desarrollen de manera óptima, ocasionar una caída del valor de las acciones, y provocar dificultades para atraer o retener a buenos empleados, todo lo cual puede resultar en un perjuicio para el nombre Enersis.

Enersis podría estar expuesto a responsabilidades y gastos adicionales con respecto al asbesto.

Muchas de las instalaciones de Enersis tienen presencia de asbesto. Existe una política con respecto al control del asbesto y saneamiento, el cual incluye un detallado plan de acción para detectar la presencia de asbesto, medir la calidad del aire, asegurando el cumplimiento de los requerimientos de salud, así como también un plan para monitorear la salud de los trabajadores. Desde 1998, Costanera ha estado removiendo asbestos detectables en esta planta. En total, Costanera ha removido aproximadamente 500 toneladas de asbesto. Por otro lado, Edegel ha removido aproximadamente 303 toneladas de asbesto desde el 2013. Esos planes deben continuar en el futuro. En abril del 2015, se completó la remoción de asbestos detectables en la planta Bocamina I. El Grupo Enersis aplica los más altos estándares internacionales, más de los exigidos por la norma local.

Se podría incurrir en costos adicionales para remediar e implementar la política de control de asbesto y saneamiento, o ser sujeto de acciones legales en contra de la empresa, las cuales podrían transformarse en efectos adversos al negocio, resultados operacionales y la condición financiera.

El negocio puede experimentar consecuencias adversas si no se tiene la habilidad de alcanzar acuerdos satisfactorios en los convenios de negociación colectiva con los trabajadores sindicalizados.

Un gran porcentaje de los empleados son miembros de sindicatos que tienen convenios de negociación colectiva, los que necesitan ser renovados de manera regular. El negocio, la condición financiera y los resultados operacionales podrían verse adversamente afectados en caso de no alcanzar acuerdos con cualquiera de los sindicatos que representan tales empleados, o por un acuerdo con un sindicato de trabajadores que contenga condiciones que Enersis considere desfavorables. Las leyes de varios de los países en los que opera la Compañía establecen mecanismos legales para que las autoridades judiciales impongan un convenio laboral si las partes no son capaces de alcanzar un acuerdo, lo cual puede

incrementar nuestros costos más allá de lo que nosotros hayamos presupuestado.

Adicionalmente, algunos de los empleados tienen habilidades altamente especializadas y ciertas acciones tales como huelgas, abandono de funciones, suspensiones, por estos empleados podrían impactar adversamente el desempeño del negocio, el resultado operacional y financiero, así como la reputación.

La interrupción o falla de los sistemas de tecnología de la información y sistemas de comunicaciones o ataques externos o infracciones a estos sistemas podrían tener un efecto adverso en las operaciones y resultados.

La Compañía depende de los sistemas de tecnología de la información, comunicación y procesos ("sistemas IT") para operar sus negocios, la falla de los cuales podría afectar adversamente la condición del negocio, los resultados financieros y operacionales.

Los sistemas IT son todos vitales para que las filiales de generación puedan monitorear la operación de las plantas, mantener el desempeño de la generación y de las redes, generar adecuadamente las facturas a nuestros clientes, alcanzar la eficiencia operacional y cumplir con nuestros objetivos y estándares de servicio. Nuestras filiales de distribución también podrían verse afectadas de manera adversa puesto que ellas confían de manera importante en los sistemas IT para monitorear sus mallas, los procesos de facturación para millones de clientes y las plataformas de servicios a los clientes. Fallas operacionales temporales o de larga duración de cualquiera de estos sistemas IT podrían tener un efecto material adverso en los resultados operacionales. Adicionalmente, ataques cibernéticos pueden tener un efecto adverso sobre la imagen de la Compañía y su relación con la comunidad.

En los últimos años se han intensificado los ataques cibernéticos globales sobre los sistemas de seguridad, las operaciones de tesorería y los sistemas IT. La Compañía está expuesta a ataques de terroristas cibernéticos que apunten a dañar los activos a través de las redes computacionales, espionaje cibernético en procura de información estratégica que puede ser beneficiosa

para terceras partes, y robo cibernético de información confidencial y reservada, incluyendo información de los clientes de la empresa. Durante 2014, la Compañía sufrió dos ataques cibernéticos, impactando las sitios web públicos en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú. En uno de los casos, el ataque resultó en una interrupción del servicio de 90 minutos. Nuevos ataques cibernéticos pueden ocurrir y pueden afectar en el futuro.

Energis confía en los sistemas de transmisión eléctrica que no son de su propiedad ni controla. Si estas instalaciones no proveen un servicio de transmisión adecuado, puede estar impedida de entregar la energía que vende a sus clientes finales.

Para entregar la electricidad vendida, la Compañía depende de sistemas de transmisión de propiedad de otras empresas no relacionada y operada de forma independiente. Esta dependencia expone a la Compañía a severos riesgos. Si la transmisión se interrumpe o la capacidad de transmisión es inadecuada, podemos quedar impedidos de vender y entregar nuestra electricidad. Si la infraestructura de transmisión de energía en una región es inadecuada, puede hacerse insuficiente la recuperación de nuestros costos de venta y nuestra utilidad. Si se impone una norma de regulación de precios de transmisión restrictiva, las Compañías de transmisión sobre las que nos apoyamos pueden no tener incentivos suficientes para invertir en la expansión de infraestructura de transmisión, lo cual podría afectar adversamente nuestras operaciones y resultados financieros. En la actualidad, la construcción de nuevas líneas de transmisión está tomando más tiempo que en el pasado, principalmente debido a nuevas exigencias sociales y ambientales que están creando incertidumbre acerca de la probabilidad de completar los proyectos. Además, el aumento de nuevos proyectos ERNC congestionan el sistema actual de transmisión, ya que son proyectos de rápida construcción, mientras que los nuevos proyectos de transmisión pueden tomar un largo tiempo para ser construidos.

El 24 de septiembre de 2011 cerca de diez millones de personas localizadas en la zona central de Chile experimentaron un apagón (que afectó a más de la mitad de los chilenos), debido a una falla en la

subestación Ancoa de Transelec. La falla produjo la interrupción de la línea de 500 kV, de doble circuito del SIC (el Sistema Interconectado Central de Chile), y la subsecuente falla del sistema computacional de recuperación remota usada por el CDEC para operar la red. Esta interrupción del servicio, que se extendió por dos horas, dejó en evidencia la fragilidad del sistema de transmisión y la necesidad de aumentar las inversiones en la expansión de la red para hacer mejoras tecnológicas para aumentar la confiabilidad del sistema de transmisión. Cualquiera de esas fallas podría interrumpir nuestro negocio, lo que podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

La relativa falta de liquidez y la volatilidad de los mercados de valores chilenos podrían afectar negativamente el precio de las acciones ordinarias y de los ADS.

Los mercados de valores chilenos son sustancialmente más pequeños y menos líquidos que los principales mercados de valores en los Estados Unidos. Adicionalmente, los mercados de valores chilenos pueden verse afectados significativamente por eventos en otros mercados emergentes. La escasa liquidez del mercado chileno puede perjudicar la capacidad de los titulares de ADS de vender en el mercado chileno las acciones ordinarias retiradas del programa ADS, en la cantidad, precio y momento en que quisieran hacerlo. También, la liquidez y el mercado para las acciones y ADS podría verse afectado por un número de factores incluyendo variaciones en el tipo de cambio, al depreciación o volatilidad de los mercados de valores similares y cualquier otro cambio que podría afectar la liquidez, condición financiera, solvencia, resultados y la rentabilidad.

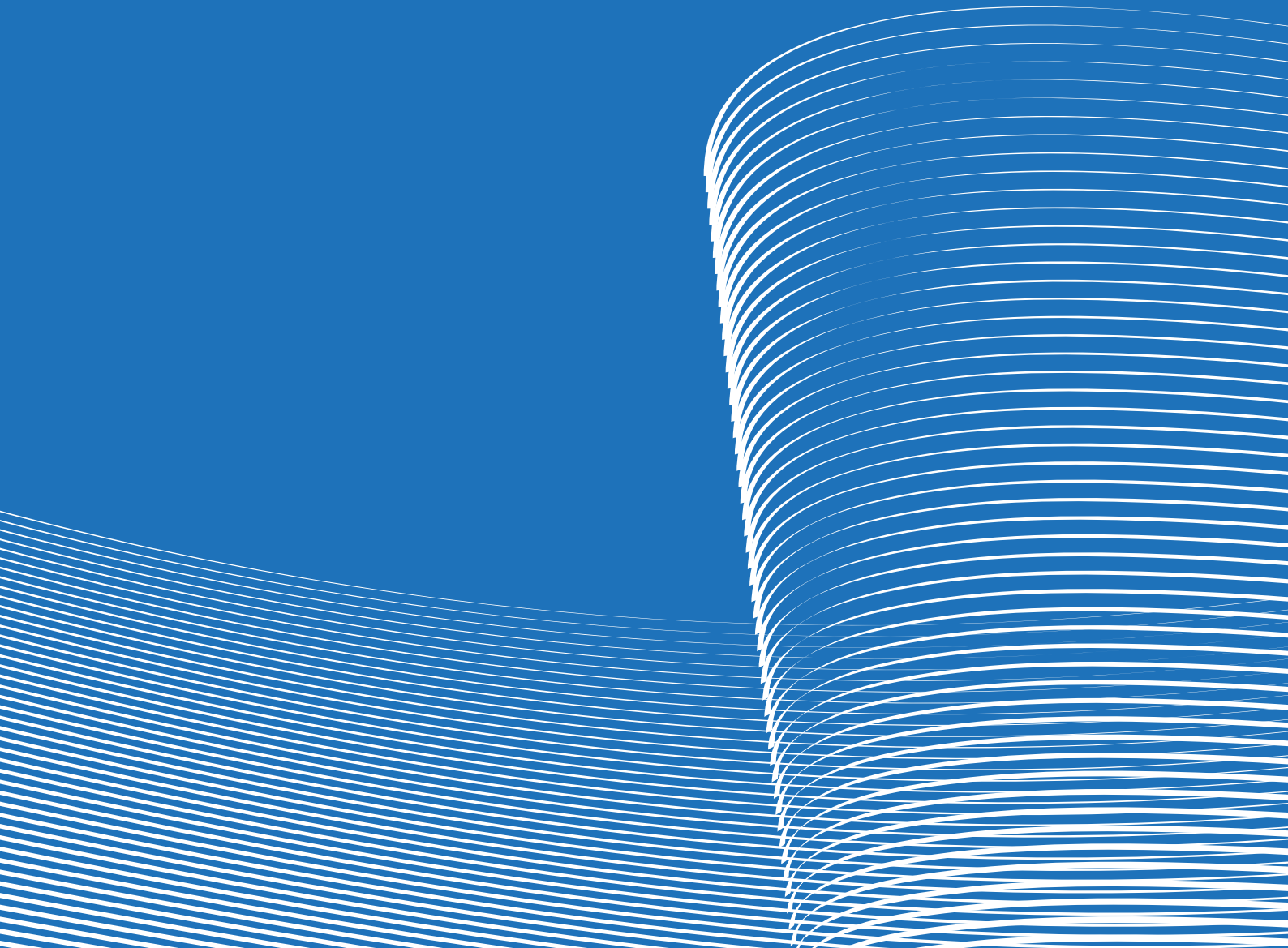
Las demandas presentadas en contra de Energis fuera de los países de Sudamérica o los reclamos en contra de la Compañía que se basan en conceptos legales extranjeros, pueden no tener éxito.

Todos los activos de la Compañía se ubican fuera de los Estados Unidos. Todos los directores y todos los

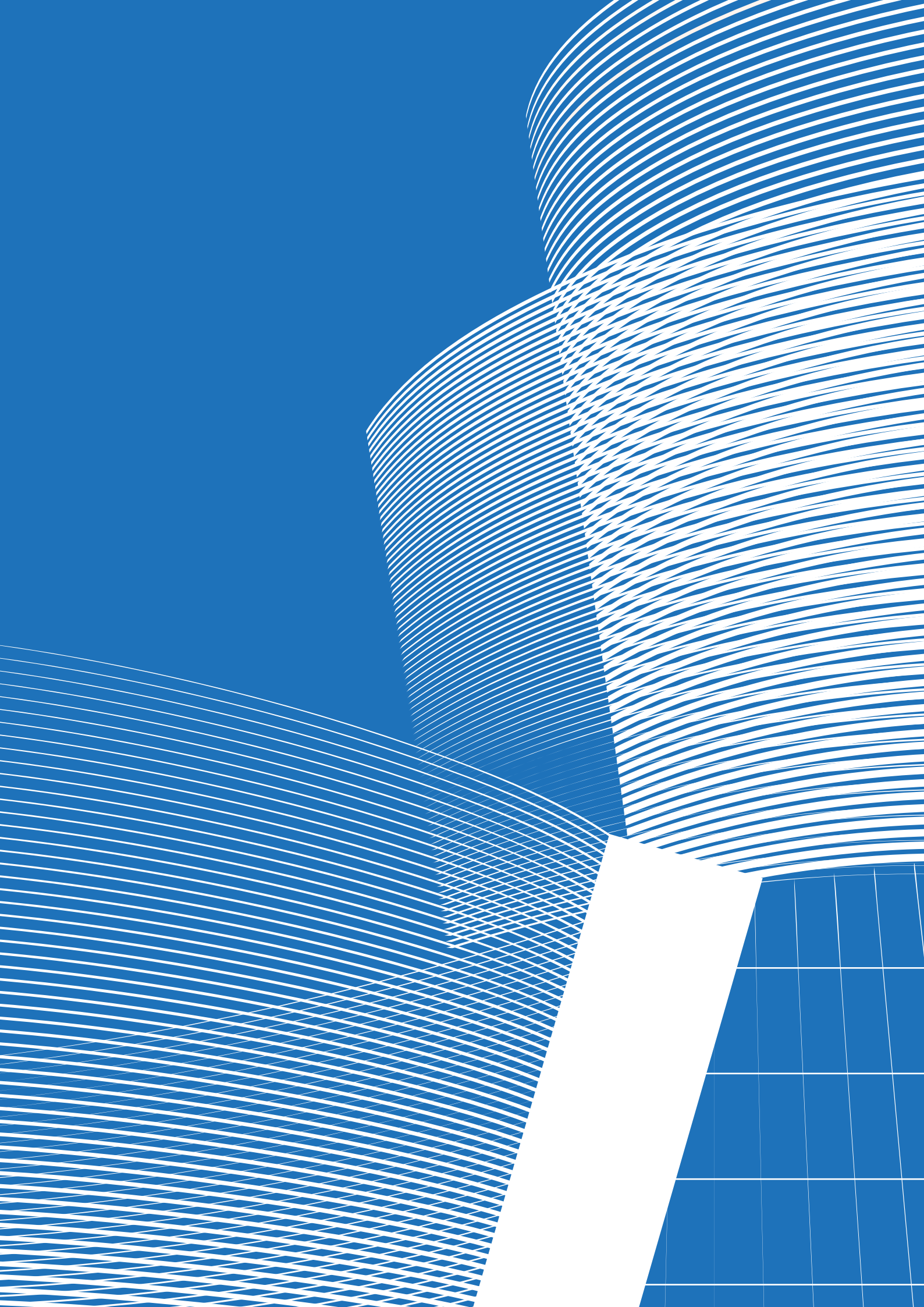
ejecutivos principales están domiciliados fuera de los Estados Unidos y la mayor parte de sus activos se encuentran también fuera de los Estados Unidos. Si cualquier inversionista fuera a presentar una demanda en los Estados Unidos en contra de los directores de la Compañía, ejecutivos principales o expertos, puede ser difícil para ellos llevar a cabo un proceso legal dentro de los Estados Unidos en contra de estas personas y puede ser difícil para ellos hacer cumplir, en los tribunales de

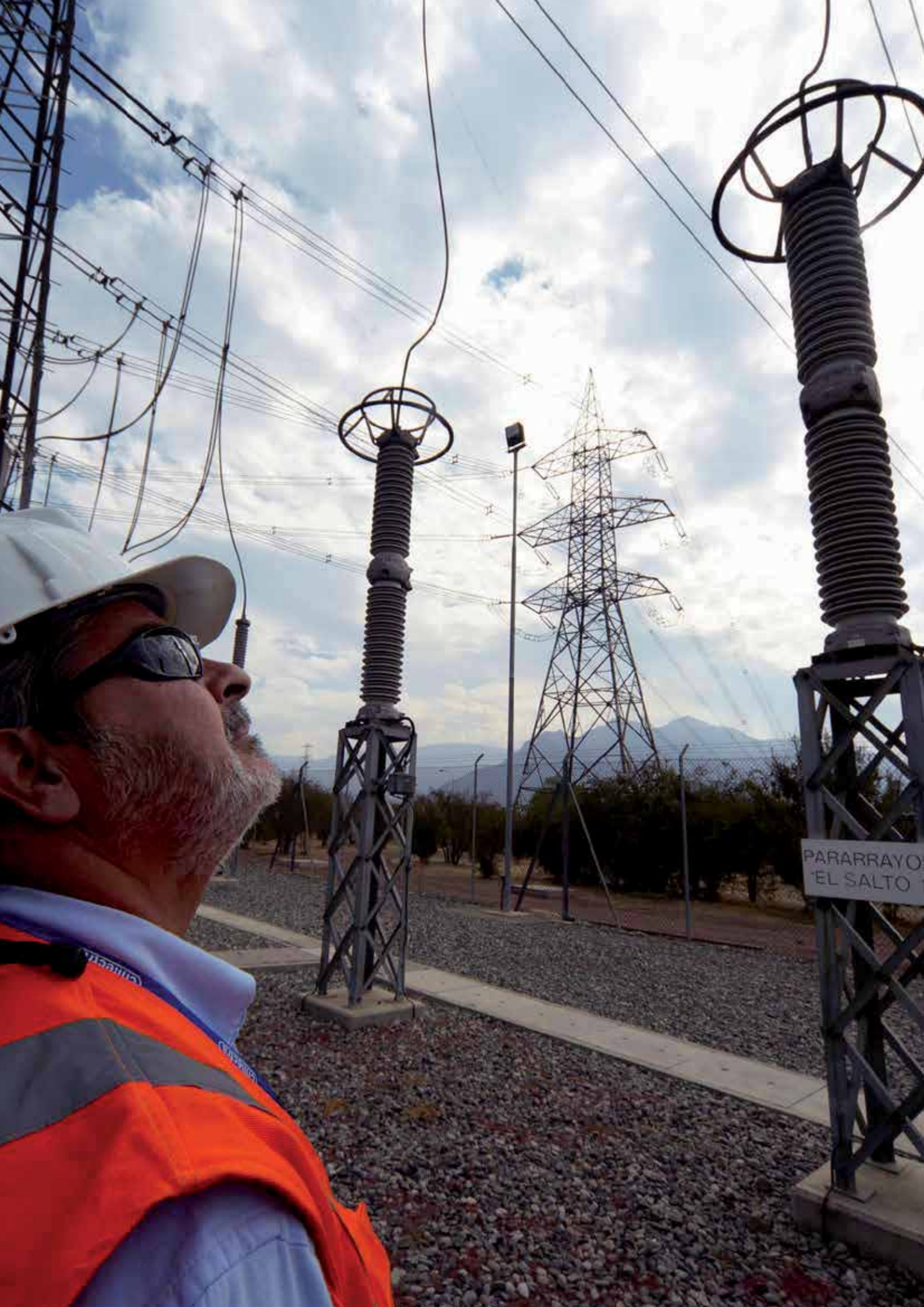
los Estados Unidos o de Chile, una sentencia dictada en los Estados Unidos basada en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales sobre valores de los Estados Unidos. Adicionalmente, existen dudas respecto de si pudiese levantarse una acción con éxito en Chile con respecto a la responsabilidad basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de Estados Unidos.





Reorganización Societaria
Grupo Enersis





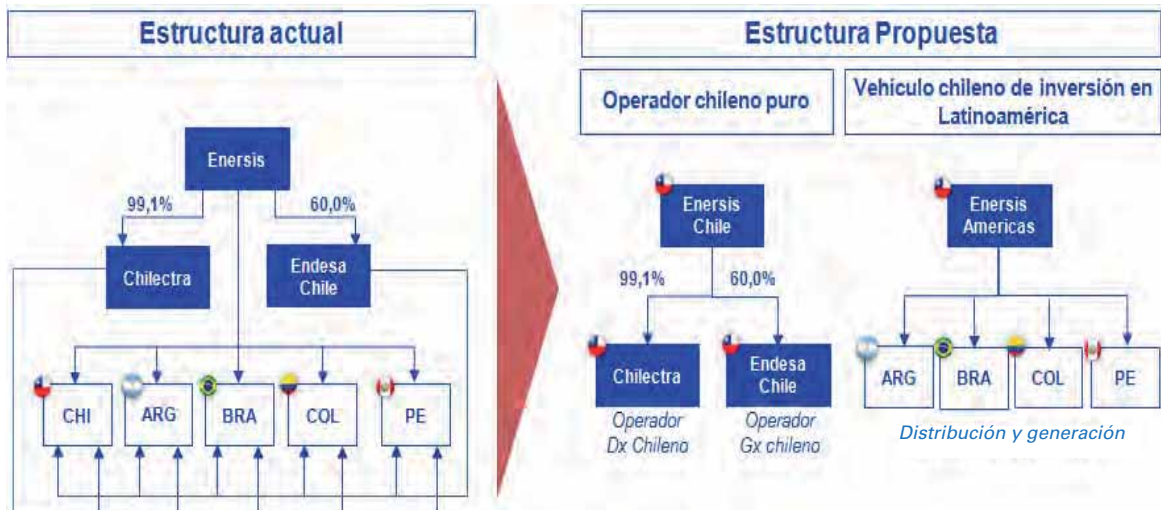
PARARRAYO
EL SALTO

La Reorganización de Enersis, se inició en abril de 2015, cuando el Directorio de Enersis S.A. (Enersis) comunicó su intención de analizar un proceso de reordenación, con la finalidad de separar las actividades de generación y distribución eléctrica desarrolladas en Chile, de las del resto de los países. Los Directorios de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile) y Chilectra S.A. (Chilectra) acordaron, también en abril de 2015, iniciar los estudios para analizar la posible reorganización, y que determinaría la división de Endesa Chile y Chilectra respectivamente.

La reorganización tiene, básicamente dos etapas: primero la separación de las actividades chilenas de la del resto de los países mediante la división de Endesa Chile y Chilectra, creándose dos sociedades nuevas (Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.). Esta primera fase se crearía igualmente por división de Enersis una nueva sociedad denominada Enersis Chile S.A. (Enersis Chile), cambiando la actual Enersis su denominación por Enersis Américas S.A. (Enersis Américas).

Posteriormente, en una segunda fase, estas tres sociedades con activos fuera de Chile se fusionarían por incorporación de las dos nuevas en Enersis Américas S.A.

La siguiente figura muestra resumidamente la estructura corporativa antes y después de la Reorganización propuesta.



El propósito de la reorganización es, por un lado, diferenciar áreas geográficas que actualmente tienen palancas de crecimiento diferentes, pudiendo así ofrecer una atención más enfocada a los problemas y oportunidades de cada región; por otro lado, continuar simplificando la estructura de Enersis en Latinoamérica, reduciendo la consolidación de participaciones minoritarias y mejorando la alineación de intereses estratégicos; y por último, el ejecutar una estrategia que permita una mayor eficiencia operativa, un mayor crecimiento del negocio y una política diferenciada de remuneración al accionista.

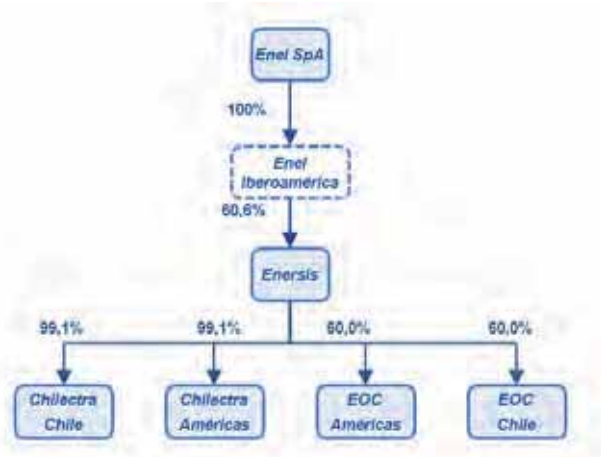
Primera etapa: Las Divisiones

Tras un proceso de análisis y trabajos de más de nueve meses, el 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Enersis, Endesa Chile y Chilectra acordaron con una amplia mayoría de sus accionistas, la separación de las actividades Chilenas de la del resto de los países, completándose la primera fase de la reorganización.

Así, con efectos 1 de marzo de 2016, tanto Endesa Chile, como Chilectra, se han dividido, dando lugar a:

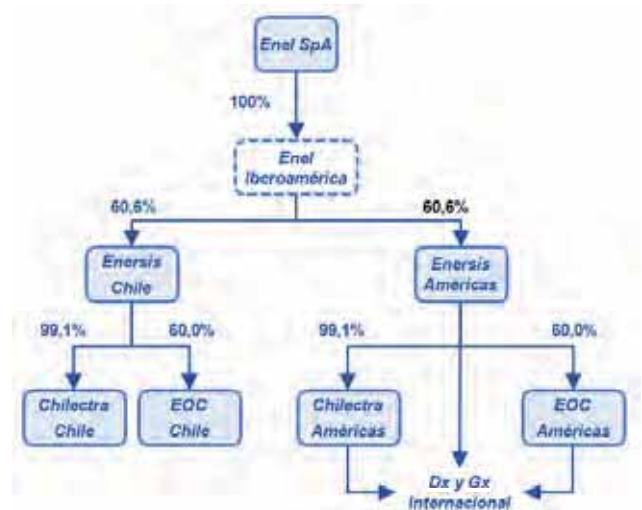
- (i) una nueva sociedad de la división de Endesa Chile (Endesa Américas), a la que se le asignaron las participaciones societarias y otros activos y pasivos asociados que Endesa Chile tiene fuera de Chile.
- y (ii) una nueva sociedad de la división de Chilectra (Chilectra Américas), a la que se le asignaron las participaciones societarias y otros activos y pasivos asociados que Chilectra tiene fuera de Chile;

Por su parte, cada una de las sociedades que se dividen conservan la totalidad del respectivo negocio que actualmente desarrolla en Chile la sociedad original dividida, incluyendo la parte del patrimonio conformada, entre otros, por los activos, pasivos y autorizaciones administrativas que cada una de las sociedades escindidas tiene actualmente en el país.



Del mismo modo y con la misma fecha de efectos, Enersis se ha dividido, surgiendo una nueva sociedad (Enersis Chile), que ha recibido las participaciones societarias, activos y pasivos asociados de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones de Chilectra y Endesa Chile divididas. Permanece en la sociedad escindida Enersis Américas las participaciones societarias de Enersis fuera de Chile,

incluyendo las que tiene en Chilectra Américas y Endesa Américas, y los pasivos vinculados a ellas.



Otras consideraciones referidas a la Junta Extraordinaria de Accionistas en relación con el proceso de Reorganización.

En cumplimiento de lo ordenado por la Superintendencia de Valores y Seguros mediante Oficio Ordinario n° 15443 de 20 de julio de 2015, en la referida junta, los accionistas de Enersis tomaron conocimiento otros antecedentes que sirven de fundamento a la Reorganización considerada en su conjunto y de los términos estimativos de la futura fusión.

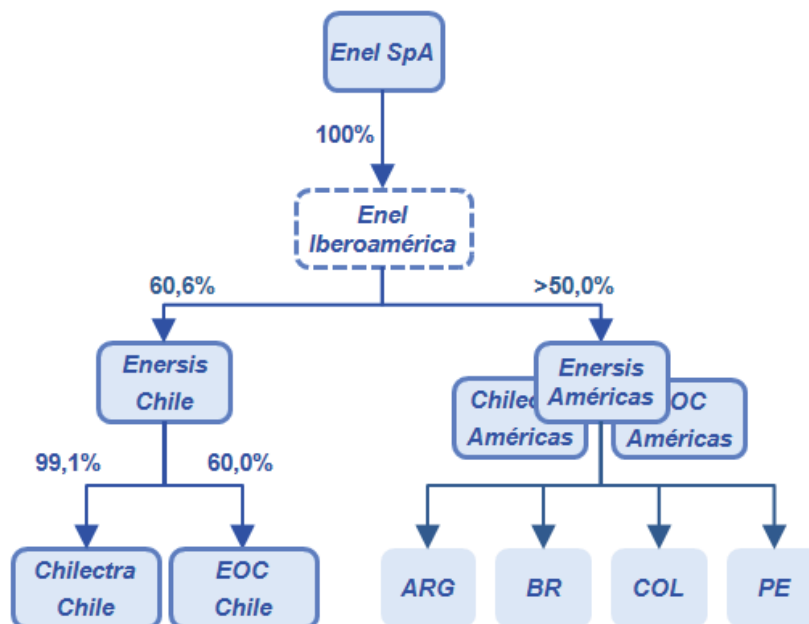
Así, entre otros aspectos, se informó de: (a) un ratio de intercambio estimativo de 2.8 y 5 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y Chilectra Américas respectivamente (que deberán ser sometidos a la consideración de la Junta de la Fusión), (b) las condiciones del derecho de retiro con un límite del 10%, 7.72% y 0.91% del capital de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas respectivamente y (c) la oferta pública de compra de acciones de Endesa Américas por parte de Enersis Américas a un precio de Ch\$ 285 pesos por acción (que estará condicionada al éxito de la Fusión).

Segunda etapa: La Fusión

De acuerdo con los antecedentes puestos a disposición de los accionistas en las Juntas de 18 de diciembre, en una segunda fase de la reorganización, Enersis Américas absorbería por incorporación a Endesa Américas y Chilectra Américas, las que se disolverían sin liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones, incorporándose los accionistas de Endesa Américas y Chilectra Américas, directamente como accionistas de Enersis Américas según la relación de canje que se acuerde, salvo aquellos accionistas disidentes que ejerzan su derecho a retiro en conformidad a la ley.

Según se ha anticipado, está previsto que para que la fusión produzca efectos, se sujetaría a la condición suspensiva de que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas con motivo de la fusión, no exceda el 10,0%, 7,72% y 0,91% del capital, respectivamente.

Una vez las nuevas sociedades queden registradas y cotizando en los mercados donde lo hacían las tres sociedades originarias, se iniciará el proceso para la fusión descrita, de forma que se estima que la Reordenación quede completada en todas sus fases durante el segundo semestre de 2016.

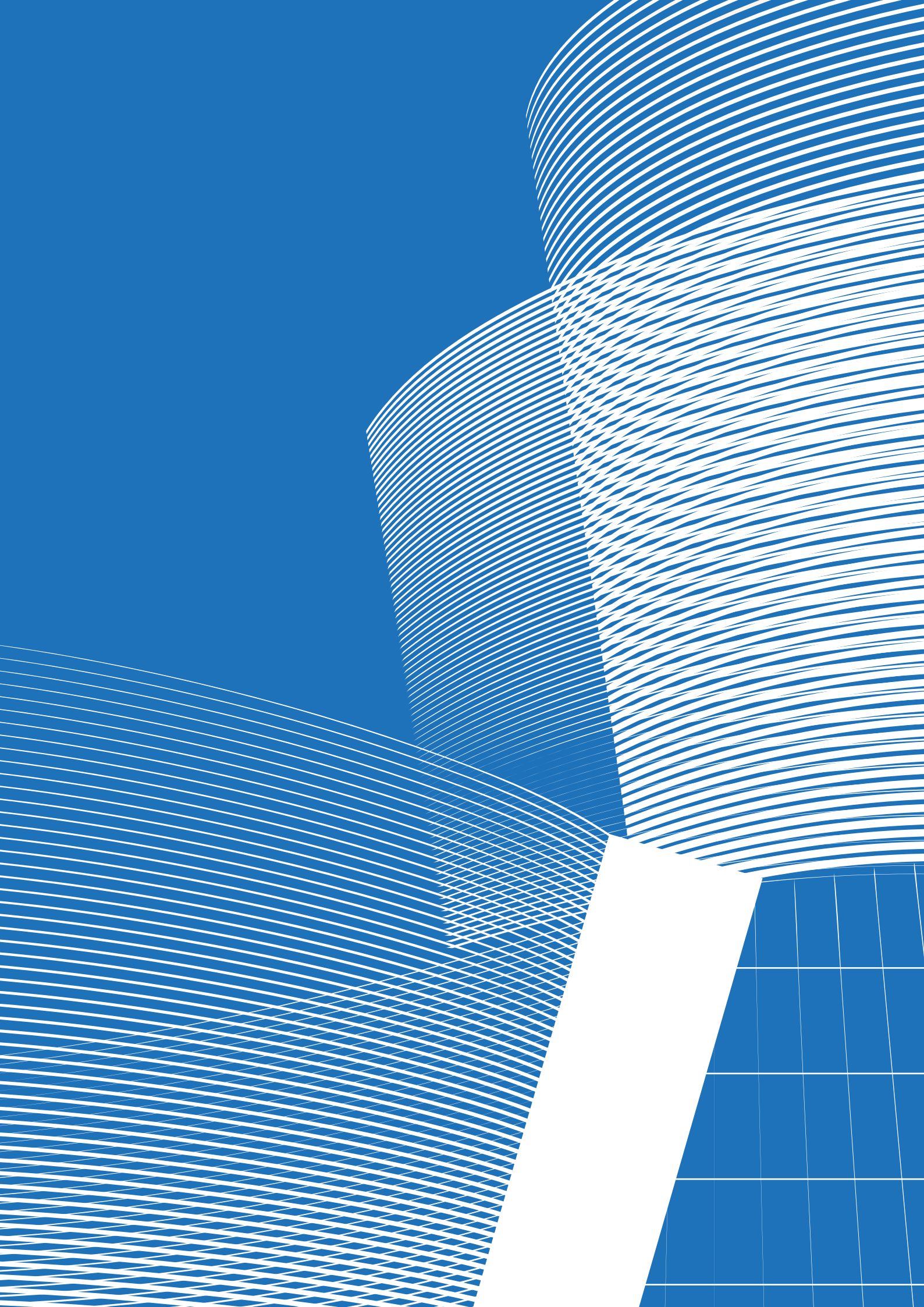


Pronunciamiento de la Corte de Apelaciones

El día 22 de marzo de 2016, la Corte de Apelaciones de Santiago acogió parcialmente el reclamo de ilegalidad interpuesto por AFP Habitat en contra de la SVS. Dicho reclamo argumentaba que la operación debió haber sido declarada como Operación Entre Partes Relacionadas (OPR) por parte de la SVS, lo cual no ocurrió. La Corte de Apelaciones determinó que la primera parte de la operación, es decir, la división que fue aprobada por una amplia mayoría de los accionistas de las sociedades involucradas en la Junta de Accionistas del 18 de diciembre, no correspondía a una OPR, por lo que se rechaza el recurso de reclamación en cuanto a declarar la ilegalidad de la división de las empresas, confirmando así todas las actuaciones realizadas hasta la fecha. Sin perjuicio de ello en lo que se refiere a la anunciada fusión de las sociedades, la sentencia establece que en la misma deben aplicarse tanto la normativa del título XVI de la ley de sociedades anónimas, que regula "las operaciones con partes relacionadas en las sociedades anónimas abiertas y sus filiales" como a los preceptos del título IX de la misma norma, que se refiere a fusiones entre sociedad anónimas comunes.



Marco regulatorio
de la Industria Eléctrica





Descripción del Sector Industrial

Eneris y sus sociedades filiales y sociedades de control conjunto participan en la generación, transporte, distribución y comercialización eléctrica en cinco países, cada uno de los cuales posee un marco regulativo, matrices energéticas, empresas participantes, y patrones de crecimiento y consumo distintos. A continuación, se resume brevemente los principales cuerpos legales que regulan la actividad, la estructura de mercado y los aspectos más relevantes respecto de los agentes de cada uno de los países en los que opera la compañía.

Argentina



Estructura de la Industria

El sector eléctrico argentino se rige, entre otras, por la Ley N°15.336 de 1960 y la Ley N°24.065 de 1992. En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hay cuatro categorías de agentes locales (generadores, transmisores, distribuidores y grandes clientes) y agentes extranjeros (comercializadores de generación y comercializadores de demanda) quienes están autorizados para comprar y vender electricidad así como los productos relacionados.

Originalmente, el sector de generación estaba organizado en una base competitiva (marginalismo), con generadores independientes que vendían su energía en el mercado spot del MEM o, a través de contratos privados, a clientes en el mercado de contratos del MEM, o a la "Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista, S.A." (CMMESA), a través de transacciones especiales como contratos bajo la Resolución S.E. N°220/2007 y Resolución S.E. N°724/2008. Sin embargo, este régimen cambió sustancialmente en marzo de 2013, cuando la Secretaría

de Energía aprobó la Resolución S.E N° 95/2013, la cual establece un esquema de remuneración para la generación basada en los costos medios, obligando a entregar a CMMESA toda la energía producida. Este nuevo esquema remuneratorio entró en vigencia el mes de Febrero de 2013 y fue actualizado mediante Resolución SE N° 529 y N° 482 en 2014 y 2015 respectivamente.

La transmisión funciona en condiciones de monopolio, y está compuesta por varias compañías a los que el Gobierno Federal les otorga concesiones.

La distribución, por su parte, opera bajo condiciones de monopolio y es atendida por compañías a las que también se les han otorgado concesiones. Las compañías de distribución tienen la exclusiva responsabilidad de que la electricidad esté disponible a los clientes finales dentro de su área de concesión específica, sin consideración si el cliente tiene un contrato con el distribuidor o con un generador.

En 2002, debido a la contracción económica que afectó al país, se dictó la Ley N°25.561, de emergencia. La Ley rompió la paridad con el dólar norteamericano e impuso la conversión a pesos argentinos de las obligaciones y derechos asumidos antes en la moneda estadounidense. Esta forzada conversión nominal de dólares a pesos tuvo un fuerte impacto en toda la industria eléctrica argentina. Adicionalmente, el Gobierno fue aprobando diversas medidas regulatorias que intervinieron paulatinamente en el desarrollo de la industria. La Ley de Emergencia ha sido objeto de sucesivas prorrogas y en función de la última, aprobada mediante la Ley N°26.896, tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015. La pesificación y devaluación de la economía obligó a la renegociación de todos los contratos de concesión. En concreto, en el sector de distribución y en el seno de la compañía participada “Empresa Distribuidora de Energía del Sur, S.A.” (Edesur), en 2006 se firmó con el Gobierno un Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual, que posteriormente fue ratificada mediante el Decreto PEN N° 1959/2006, la cual permitiría adecuar gradualmente sus ingresos tarifarios de forma de garantizar la sostenibilidad del negocio. La implementación de este acuerdo quedó paralizado desde 2008 y hasta este mismo ejercicio, como más adelante detallaremos.

Ningún generador, distribuidor, gran usuario, ni por otra compañía controlada por cualquiera de estos o bajo el control de la misma, puede ser propietario o accionista mayoritario de una empresa de transporte o de sus empresas controlantes. Al mismo tiempo, a las empresas de transmisión les está prohibida la actividad de generar, distribuir, comprar y / o vender electricidad. Las empresas distribuidoras no pueden poseer unidades de generación.

Los clientes regulados son suministrados por los distribuidores en las tarifas reguladas, a menos que tengan una demanda de capacidad mínima de 30 kW. En este caso, que son considerados como “grandes clientes” y pueden negociar libremente sus precios con las empresas de generación.

El 16 de diciembre, mediante Decreto 134/2015 se declara la emergencia energética nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, instruyéndose al Ministerio de Energía a elaborar y poner en vigencia acciones en Generación, Distribución y Transmisión con el fin de adecuar la calidad del servicio y seguridad de suministro; e instruyendo a la Administración Pública Nacional a realizar un programa de racionalización de consumo de los respectivos organismos.

Regulación en Empresas de Generación

La regulación de las empresas de generación ha sufrido importantes variaciones desde su puesta en marcha por la Ley 24.065 hasta la Resolución S.E N° 482/2015. De acuerdo con la citada Ley, todos los generadores agentes del MEM deben estar conectados al SIN (Sistema Interconectado Nacional) y están obligados a cumplir con la orden de despacho para generar y entregar energía, en orden a ser vendida en el mercado spot y en el mercado a término (MAT). Las empresas de distribución, comercializadores, y grandes clientes que han suscrito contratos de suministro privados con las empresas de generación, pagan el precio contractual directamente al generador y también pagan un peaje a la empresa de transmisión y de distribución por el uso de sus sistemas.

Con el objeto de estabilizar los precios de generación de cara a las tarifas que perciben los clientes, el mercado definió un precio estacional que es el precio de la energía que pagan los distribuidores por sus compras de electricidad transadas en el mercado spot. Este precio es determinado cada seis meses por la Secretaría de Energía, después que CAMMESA haya realizado sus proyecciones de precios spot para el periodo considerado. Para ajustar las diferencias entre este precio y el costo real de la generación originariamente se creó un fondo de estabilización. Si el precio estacional es más bajo que lo que cuesta la generación, se retira del fondo para compensar a la generación, de lo contrario se aporta al mismo. Desde 2002, la Secretaría de Energía en la práctica ha mantenido el precio estacional promedio, sin grandes variaciones. Así se ha creado un déficit importante en el fondo de estabilización, que ha ido cubriendo el Estado argentino, mediante subsidios cada vez más cuantiosos.

Las resoluciones aprobadas a raíz de la Ley de emergencia, tuvieron un significativo impacto en los precios de la energía. Entre las medidas implementadas destaca principalmente la Resolución SE 240/2003, que modificó la manera de fijar el precio spot al desvincular el cálculo de los costos marginales de operación. La Resolución SE N° 240/2003 tiene por objeto evitar la indexación de precios vinculado al dólar, y a pesar de que el despacho de la generación se basa aún en



los combustibles reales utilizados, el cálculo del precio spot se calcula sobre la base de disponibilidad absoluta de gas para satisfacer la demanda, aun en circunstancias en las que muchos generadores lo hacían con combustible alternativo, como el diesel, debido a la dificultad de suministro de gas natural. El valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. La Resolución también establece un límite en el precio spot de 120 Ar\$/MWh, que sigue vigente. Los costos variables reales de las unidades térmicas que queman combustibles líquidos son pagados por CAMMESA a través del mecanismo denominado Sobrecostos Transitorios del Despacho (STD).

Además, en base en las disposiciones de la Ley de Emergencia, el pago por capacidad se redujo de 10 USD a 10 pesos por MW-hrp (hrp: horas de remuneración de la potencia). Posteriormente, la garantía de potencia se aumentó levemente a 12 pesos, aproximadamente 1/3 del valor pagado antes de la crisis de 2002.

En diciembre de 2004, la Secretaría de Energía mediante la Resolución 1427/2004 aprobó el Acta de Adhesión para la Rehabilitación del Mercado Eléctrico Mayorista. El Acta fue firmada por la mayoría de los generadores, incluyendo las sociedades generadoras participadas por Enersis. En virtud de esta Resolución, la Secretaría creó un fondo fiduciario, llamado FONINVEMEM, donde los generadores privados aportaron parte de sus créditos por la energía vendida durante 2004 a 2007 para la construcción de dos nuevos ciclos combinados. Además de esta nueva capacidad, en 2010 las sociedades generadoras participadas por Enersis,

junto con otras compañías, participaron en la creación de otro fideicomiso para la construcción de otro ciclo combinado, previéndose el cierre como ciclo combinado para el mes de octubre 2016. A esta nueva obra se dedicaron también parte de sus créditos por la energía vendida durante los años 2008 a 2011.

En 2012, en el marco de los acuerdos alcanzados con el Gobierno para permitir el desarrollo de operaciones de nuestras sociedades filiales en Argentina, el 12 de octubre de 2012, Costanera suscribió un acuerdo para la implementación de un plan de inversiones en las unidades de generación de la central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento, por un importe total de US\$304 millones, en un plazo de siete años. El acuerdo también contempla el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement –LTSA-) de los ciclos combinados de la central.

Posteriormente, la Resolución S.E. N° 95/2013 abandona el sistema marginalista de precios, dando entrada a un mecanismo de reconocimiento de costos medios. La Resolución reconoce la remuneración de los costos fijos, variables y una remuneración adicional. Se remunera los costos fijos (en \$/MW-hrp) en función de la tecnología, de la escala, y de potencia disponible. También está sujeta a la consecución de un objetivo de disponibilidad establecida. En cuanto a los costos variables, se remunera los costos de operación y mantenimiento en función de la energía generada (en \$/MWh), según el combustible utilizado, y la tecnología del mismo (los generadores no tienen costo de combustible ya que éste es provisto por CAMMESA).

Por último, la remuneración adicional se calcula en función de la energía total generada (en \$/MWh), considerando la tecnología y escala del generador. Parte de esta remuneración se acumula en un fondo que se utilizará para financiar las inversiones en nuevas infraestructuras en el sector eléctrico.

La Resolución cubre a los generadores, cogeneradores y autogeneradores, salvo las centrales que entraron en funcionamiento a partir de 2005, las centrales nucleares, y la generación de centrales hidroeléctricas binacionales; reserva y centraliza en CAMMESA la gestión comercial y despacho de combustibles y suspende la celebración de contratos bilaterales de energía entre los generadores y los agentes del MEM, estos últimos deberán adquirir su demanda de energía eléctrica con CAMMESA. La Resolución SE N° 529/2014 principalmente actualiza los valores de la Resolución SE N° 95 e incorpora la remuneración de mantenimiento no recurrente para las centrales térmicas.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 482/2015, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde febrero 2014 según Resolución 529/2014. Se incrementó en 28% el reconocimiento de los

costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas y 64% para centrales hidráulicas medianas. Los costos variables se ajustaron 23%, se exceptúa del pago del cargo variable de transporte eléctrico a las centrales hidroeléctricas y se establece un nuevo esquema de incentivos a la producción y la eficiencia operativa para centrales térmicas. La remuneración adicional aumentó 26% para los térmicos y 10% para las centrales hidráulicas medianas. El cargo para mantenimientos no recurrentes de centrales térmicas se incrementaron en 17% y se creó el mismo concepto para las centrales hidráulicas en 8 \$/MWh. Finalmente, creó un nuevo cargo, de 15,8 \$/MWh para centrales térmicas y 6,3 \$/MWh para centrales hidráulicas, con el objetivo de financiar inversiones, el cual será de aplicación de febrero de 2015 hasta diciembre de 2018 solo para aquellos generadores que participen en los proyectos. La nueva generación tendrá una remuneración adicional igual al 50% de la remuneración adicional directa según tecnología por el lapso de 10 años. También exceptúa a las hidroeléctricas del pago de recaudación variable por transporte de energía y determina la remuneración para centrales eólicas, solar fotovoltaico, a biomasa/biogás, y motor de combustión interna. Esta resolución es retroactiva desde febrero de 2015.





Regulación en Empresas de Distribución

La actividad de distribución se lleva a cabo por las empresas que obtengan concesiones. Las compañías distribuidoras deben suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva a precios (tarifas) y condiciones establecidas en la Regulación. Los acuerdos de concesión incluyen penalidades por el no suministro. Las concesiones fueron otorgadas para ventas de distribución y al detalle. Los periodos de concesión están divididos en “periodos de gestión” que permiten al concesionario abandonar la concesión cada cierto tiempo.

Desde 2011, hay dos áreas de distribución de electricidad sujetas a concesiones federales. Los concesionarios son Edesur y Edenor, que se encuentran en la ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires. Hasta 2011 Edelap también estaba bajo la jurisdicción federal.

La mayoría de las empresas de distribución renegociaron sus contratos durante 2005 y 2006, y aunque las tarifas fueron incrementadas parcial y temporalmente, la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las compañías distribuidoras de jurisdicción nacional aún está pendiente de realizar.

De esta forma, y en lo que respecta a Edesur, en 2006, la compañía distribuidora suscribió un “Acta de Acuerdo para la Renegociación del Contrato de Concesión.” Este acuerdo estableció, entre otras varias condiciones, un régimen tarifario transitorio que incluyó un incremento del

28 por ciento de VAD, con actualizaciones semestrales; un régimen de calidad de servicio, y un proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) a ser implementado por el ENRE. El mecanismo semestral de ajuste de las tarifas se fijó en función de la evolución de un índice inflacionario ad hoc, denominado Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC). Las primeras actualizaciones por inflación se dieron en 2008, pero a partir de ese año se ha dejado de reconocer oficialmente. No obstante, el Gobierno argentino ha creado distintas alternativas regulatorias que han permitido a las compañías de distribución seguir prestando el servicio eléctrico.

Una de esas alternativas ha sido el denominado Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica o PUREE. Este Programa fue creado en 2004 por la Secretaría de Energía, estableciendo bonos y penalidades para los clientes dependiendo del nivel de ahorro de energía con base a una referencia de consumo. La diferencia neta entre los bonos y las penalidades eran originalmente depositadas en el Fondo de Estabilización del MEM, pero esto fue posteriormente modificado a solicitud de Edesur y Edenor, para que las compañías distribuidoras pudieran usar estos recursos para compensar las variaciones de costos de los incrementos de costos (MMC) no reconocidos. Así, el 7 de mayo de 2013, la Secretaría de Energía aprobó la Resolución 250/2013, que determina los montos MMC a cobrar hasta febrero 2013 y permite compensar con las deudas correspondientes del programa PUREE y otras

deudas que Edesur acumula con el sistema. En desarrollo de esta Resolución, el 6 de noviembre, la Secretaría de Energía publicó la Nota 6852 en la que autorizó a Edesur y a Edenor a realizar la compensación de los MMC con deudas generadas a partir del programa PUREE para el período marzo-septiembre de 2013.

Durante 2014, mediante la Nota S.E. N° 4012 y la Nota ENRE N° 112606 se autorizó nuevamente la compensación MMC-PUREE para el periodo octubre 2013-marzo 2014. Adicionalmente, mediante las Notas de la S.E. N°486 y N° 1136 se autorizó la compensación MMC-PUREE para el periodo abril-agosto 2014 y luego para el período septiembre-diciembre 2014. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. Al mismo tiempo, también se han aprobado cargos adicionales en las tarifas de los clientes para financiar las nuevas inversiones de expansión y calidad de las distribuidoras. Así en noviembre de 2012, se aprobó la Resolución ENRE 347, que faculta la aplicación de este cargo diferenciado por cliente a cuenta de la futura RTI. La aplicación del cargo supone para Edesur unos ingresos adicionales anuales de 437 millones de pesos argentinos, que representó un incremento del 40% del VAD y del 20% de las tarifas.

El día 13 de marzo de 2015 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 32/2015, la que implicó el reconocimiento contable de ingresos por ARS\$2.339 millones. Entre los puntos más importantes, dicha resolución: (i) aprueba un aumento transitorio sobre los ingresos de Edesur con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015 destinado exclusivamente al pago de la energía que se adquiere al mercado eléctrico, de salarios y de provisiones de bienes y servicios; dicho aumento, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) cuya fecha de realización no está definida, surge de la diferencia entre un cuadro tarifario teórico y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos del

E.N.R.E., y no se trasladará a tarifa sino que será cubierto mediante transferencias de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) con fondos del Estado Nacional; (ii) considera a partir del 1° de febrero de 2015 a los fondos del PUREE como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reitera el procedimiento de reconocimiento y compensación de ciertos mayores costos incurridos en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica de la Resolución SE N° 250/2013 hasta el 31 de enero de 2015; y (iv) instruye a CAMMESA a emitir liquidaciones de ventas con fecha de vencimiento a definir (LVFVD) por los montos que hubiere determinado el E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales de la Sociedad originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo. Adicionalmente, prevé la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir.

Posteriormente, mediante la Nota SE N° 1208, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA el método para calcular las deudas que EDESUR mantiene con el MEM por las transacciones económicas de energía devengadas al 31 de enero de 2015, y su compensación con los créditos que surgen de la aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC). Como consecuencia de ello, durante el primer semestre de 2015 se reconocieron ingresos financieros netos por \$628,6 millones.

Si bien la Resolución SE N° 32/2015 representa un primer paso hacia la mejora de la situación económica de la Sociedad, la misma prevé que las inversiones sigan siendo financiadas con endeudamiento mediante mutuos con CAMMESA, restando resolver mecanismos que permitan el repago de los saldos remanentes a favor del MEM, como así también las actualizaciones de los ingresos que contemplen los aumentos en los costos operativos. Las tarifas, por su parte, permanecen congeladas desde 2008.



Regulación en Transmisión

La transmisión fue diseñada sobre la base de la concepción general y principios establecidos en la Ley 24.065, adaptando la actividad a los criterios generales contenidos en la concesión otorgada a Transener S.A., por

Decreto 2.473/92. Por razones tecnológicas el negocio de transmisión está relacionado a economías de escala que no permiten la competencia, es por lo tanto un monopolio y está sujeto a una regulación considerable.



Regulación Medioambiental

Las instalaciones eléctricas están sujetas a leyes y regulaciones medioambientales, federales y locales, incluyendo la Ley N°24.051, o Ley de Residuos Peligrosos, y sus regulaciones anexas.

Se imponen, al sector eléctrico, ciertas obligaciones de informar y monitorear y ciertos estándares de emisiones. El incumplimiento de estos requerimientos faculta al Gobierno a imponer penalidades, tales como la suspensión de operaciones que, en el caso de servicios públicos, puede resultar en la cancelación de las concesiones.

La Ley N°26.190, promulgada en 2007, definió el uso de fuentes renovables para la producción de electricidad como de interés nacional y fijó como meta 8% de participación de mercado para las energías renovables en un plazo de 10 años.

El 21 de octubre de 2015 se publicó, en el Boletín Oficial, la nueva ley 27.191 de Energías Renovables en Argentina,

modificatoria de la ley vigente Ley N° 26 190. La nueva regulación pospone para el 31/12/2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y establece como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación de en el año 2025 fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La sancionada Ley crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras, otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31/12/2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a 113 US\$/MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos. Se encuentra pendiente la reglamentación de la ley.



Estructura de la Industria

La industria eléctrica de Brasil está organizada en un gran sistema eléctrico interconectado, el (Sistema Interligado Nacional), que comprende la mayoría de las regiones de Brasil, y varios otros sistemas aislados menores. La generación, transmisión, distribución y comercialización son actividades legalmente separadas en Brasil.

La industria está regulada por el Gobierno Federal a través del Ministerio de Minas y Energía (MME) y también de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

De acuerdo con la Ley N° 10.848. de 2004, el mercado mayorista de electricidad. como herramienta para la formación del precio spot es residual. En cambio, el precio mayorista se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Estos últimos contemplan contratos de largo plazo en el que los nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía vieja consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la autoridad define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes. El precio al cual se liquidan

las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias —PLD—, el cual tiene en cuenta la curva de aversión al riesgo de los agentes.

La transmisión trabaja bajo condiciones de monopolio. Las tarifas para las empresas de transmisión son fijadas por el Gobierno brasilero. El cargo por transmisión es fijo y los ingresos de transmisión no dependen de la cantidad de electricidad transmitida.

La distribución es un servicio público que trabaja también bajo condiciones de monopolio y es provisto por empresas que a su vez han recibido concesiones. Los distribuidores en el sistema brasilero no están facultados para: (i) desarrollar actividades relacionadas con la generación o transmisión de electricidad; (ii) vender electricidad a clientes no regulados, excepto a aquellos dentro de su área de concesión y bajo las mismas condiciones y tarifas aplicables a sus clientes cautivos del Mercado Regulado; (iii) mantener, directa o indirectamente interés patrimonial en cualquier otra empresa, corporación o sociedad; o (iv) desarrollar actividades que no están relacionadas con sus respectivas concesiones, excepto aquellas permitidas por ley o en el convenio de concesión relevante. Los generadores no están autorizados para tener interés patrimonial en empresas distribuidoras en exceso del 10 por ciento.

El mercado no regulado incluye la venta de electricidad entre

concesionarios de generación, productores independientes, auto-productores, comercializadores de electricidad, importadores de electricidad, consumidores no regulados y clientes especiales. También incluye contratos entre generadores y distribuidores existentes bajo el antiguo marco regulatorio, hasta su expiración. momento en el que los nuevos contratos deben ajustarse al nuevo marco regulatorio. De acuerdo a las especificaciones establecidas en la Ley 9.427/96, los consumidores no regulados en Brasil son aquellos que: (i) demandan una capacidad de a lo menos 3.000 kW y eligen contratar el suministro de energía directamente con generadores o comercializadores; o (ii) demandan una capacidad en el rango de 500 a 3.000 kW y

eligen contratar el suministro de energía directamente con generadores o comercializadores.

El sistema brasileiro es coordinado por el Operador del Sistema Eléctrico Brasileiro (ONS) y está dividido en cuatro sub-sistemas: Sudeste/Centro-Poniente, Sur, Noreste y Norte. En adición al sistema brasileiro hay también algunos sistemas aislados; es decir, aquellos sistemas que no forman parte del sistema brasileiro y que generalmente están ubicados en las regiones norte y noreste de Brasil, y tienen como única fuente de energía plantas térmicas a carbón o petróleo.

Regulación en Empresas de Generación

Los Agentes Generadores, sean concesionarios públicos de generación, IPP o auto-productores, así como los Agentes Comercializadores, pueden vender energía eléctrica dentro de dos ambientes de contratación. Uno, el Ambiente de Contratación Regulados (ACR, donde operan las empresas de distribución, en el que la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud del proceso de licitaciones coordinado por ANEEL; y el otro el denominado Ambiente de Contratación Libres (ACL), en el que las condiciones para la compra de energía son negociables directamente entre los proveedores y sus clientes, Independientemente del ACR o ACL, los contratos de venta de los generadores son registrados en la Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) y forman parte de la base para la contabilización y la determinación de ajustes por diferencias en el mercado de corto plazo.

De acuerdo a la regulación del mercado, el 100% de la energía demandada por los distribuidores debe ser satisfecha a través de contratos de largo plazo en el ambiente regulado vigente. De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de "energía nueva" y de "energía existente".

Las nuevas licitaciones de energía contemplan contratos de largo plazo (20-25 años para las plantas térmicas y 30 para las hidro) en los que los nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las

distribuidoras. Las licitaciones de energía vieja consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos, por lo que la energía puede ser vendida a menores precios. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la autoridad define precios máximos y como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

El Decreto 5.163/2004 establece que los agentes vendedores deben asegurar el 100% de cobertura física para sus contratos de energía y potencia. Esta cobertura puede estar constituida por garantías físicas de sus propias plantas de generación o de cualquiera otra planta, en este último caso, a través de un contrato de compra de energía o potencia. Entre otros aspectos, la Resolución Normativa 109/2004 de ANEEL especifica que cuando estos límites no son alcanzados los agentes están sujetos a penalidades financieras.

Por último, en lo que se refiere a la actividad de generación, el 11 de septiembre de 2012, el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 579 (posteriormente convertida en Ley N° 12.783, de 11 de enero de 2013), que establece las condiciones para que puedan renovarse las concesiones del sector eléctrico que vencen entre 2015 y 2017 y la reducción de gravámenes en la tarifa de energía eléctrica. La Medida Provisoria se aprobó con objeto de reducir el precio final de la tarifa eléctrica en un promedio de 20% y relanzar la actividad económica en

Brasil. La medida no afecta directamente a ninguna de las concesiones de las filiales de Enersis en Brasil.

Debido a que algunos generadores no renovaron las concesiones, y también a otros factores (como retrasos en construcción de centrales térmicas, baja hidrología, etc.), durante 2013 y 2014 las empresas distribuidoras han sufrido un desequilibrio entre la demanda regulada y la oferta de energía quedando expuestas, involuntariamente, al precio de mercado spot para cubrir sus necesidades de energía.

En 2014, para cubrir el sobre costo de energía, el Gobierno ha creado la cuenta ACR a través de préstamos bancarios a abonar dentro de dos años por la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014 los distribuidores utilizaron un monto aproximado de 18 mil millones de reales de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit que tendrá a ser recuperado en la tarifa través de los mecanismos de CVA's.

El 25 de noviembre de 2014, ANEEL aprobó los nuevos límites del PLD para el año 2015. Se cambiarán los límites máximos (disminución de 823 para 388 R\$/MWh) y mínimos (aumento de 16 para 30 R\$/MWh). La decisión fue resultado de un amplio debate, que comenzó con la Consulta Pública n. 09/2014 y más tarde la Audiencia Pública n. 54/2014.

El principal efecto del nuevo límite es reducir el impacto financiero de las distribuidoras a posibles riesgos futuros de exposición contractual de energía al mercado spot, donde en 2014 el precio spot estuvo al máximo durante gran parte del año. Desde el punto de vista de generación, el nuevo precio máximo también resulta en mitigación de riesgos de exposición económica y financiera no recuperable, cuando la producción está por debajo de los valores contractuales. Por otro lado se reduce la posibilidad de vender energía libre con mayores precios. Los generadores hoy pueden dividir su energía libre entre los meses del año (sazonalización) de modo de poder potenciar sus ingresos poniendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.

Anualmente, Aneel ratifica, vía resolución, los valores mínimos y máximos del PLD, con lo que para 2016 los máximo y mínimo de PLD están fijados en R\$422,56/MWh y R\$30,25/MWh, respectivamente. Dichos PLDs consideran la estimación de costos de la mega central hidroeléctrica de Itaipú, la cual tendrá – en 2016 - una tarifa de 25,78 USD/kW.

En búsqueda de una solución para los impactos incurridos por la sequía, ANEEL, en noviembre de 2015, aprobó las condiciones para una "renegociación" del riesgo hidrológico con los agentes de generación participantes del Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE) que hasta entonces estaba pendiente. Sin embargo, queda pendiente la aprobación de la Medida Provisoria por parte del Senado. Actualmente, hay una gran parte de generadores con decisiones judiciales liminares que limitan su riesgo y transfieren parte de los costos a los consumidores.

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, hasta el momento se han realizado en Brasil seis subastas con energía asignada:

- > 1 subasta A-1: 1.954 MW-medios, asignados a Hidro (94%), Biomasa (4%) y Gas (2%); desde 1 a 3 años de suministro de energía.
- > 4 subastas A-3:
 - 97 MW-medios, asignados a las Eólicas (30%) y Biomasa (70%), a un precio promedio 200 R\$/MWh;
 - 233 MW-medios, asignados al Solar a un precio promedio 301,8 R\$/MWh;
 - 314,3 MW-medios, asignados a las Eólicas (72%), Hidro (15%), Gas (7%) y Biomasa (6%) a un precio promedio 189 R\$/MWh.
 - 508 MW-medios, asignados a las Eólicas (52%) y Solar (48%), a un precio promedio 249 R\$/MWh.
- > 1 subasta A-5, con 1.160 MW-medios, asignados a Gas (73%), Hidro (20%) y Biomasa (7%) a un precio promedio 259,2 R\$/MWh.

Adicionalmente, se realizó una Subasta de Contratación de Concesiones de Centrales Hidroeléctricas a través del régimen de cuota, en la cual el vendedor adjudica su energía firme (3.223 MW-medios) y potencia (6.061 MW) por un Ingreso Anual de la Operación en Generación.





Regulación en Empresas de Distribución

En el mercado regulado, las empresas de distribución compran la electricidad a través de licitaciones que son reguladas por ANEEL y organizadas por CCEE. Los distribuidores deben comprar la electricidad en licitaciones públicas. El Gobierno también tiene el derecho de llamar a licitaciones especiales para electricidad renovable (biomasa, mini hidro, solar y plantas eólicas). ANEEL y CCEE realizan licitaciones anualmente. El sistema de contratación es multilateral, con empresas generadoras que suscriben contratos con todos los distribuidores que convocan las licitaciones.

La Ley de Concesiones establece tres tipos de revisiones o ajustes de las tarifas a los consumidores finales: el Índice de Reposicionamiento Tarifario (IRT), que supone un ajuste anual de la tarifa por inflación; la Revisión Tarifaria Ordinaria (RTO) a realizar cada cuatro o cinco años en función de cada contrato de concesión, y la Revisión Tarifaria Extraordinaria (RTE), que se llevan a cabo cuando en el sector se produce un evento relevante que afecta significativamente el valor de la tarifa. De esta forma, la Ley garantiza un equilibrio económico y financiero para una empresa en el caso que se produzca un cambio sustancial en sus costos de operación. En el caso de que los componentes del costo de la Parcela A, tales como las compras de energía o los impuestos, se incrementen significativamente dentro del periodo entre dos ajustes tarifarios anuales, el concesionario puede presentar una solicitud formal a ANEEL para que esos costos sean traspasados a los clientes finales.

Todas las revisiones y reposicionamientos tarifarios son aprobados por ANEEL.

En las revisiones tarifarias (RTO y RTE), ANEEL revisa las tarifas en respuesta a los cambios en los costos de comprar energía y a las condiciones del mercado. Al ajustar las tarifas de distribución ANEEL divide el Valor Anual de Referencia, esto es, los costos de las empresas de distribución en: (i) costos no gerenciados por el distribuidor, también denominados "Parcela A"; y (ii) costos que gerenciados por el distribuidor o "Parcela B"; correspondiendo estos últimos a lo que conocemos como Valor Agregado de Distribución (VAD).

La revisión tarifaria ordinaria toma en consideración toda la estructura de fijación de tarifas de la empresa, incluyendo los costos de proporcionar servicios, los costos de comprar energía así como el retorno para el inversionista. Conforme a sus contratos de concesión, Coelce y Ampla están sujetos a revisiones tarifarias cada cuatro y cinco años, respectivamente. La base de los activos para calcular el retorno permitido al inversionista es el valor de mercado de reemplazo, depreciado durante su vida útil desde un punto de vista contable, y la tasa de retorno sobre el activo de distribución se basa en el Costo de Capital Promedio Ponderado, o WACC (por su sigla en inglés) de una compañía modelo. La WACC se revisa en cada ciclo tarifario. El valor de la WACC para distribución actualmente en vigor es de 11,4% real antes de impuesto.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits en 2014, ocurrió a partir de los reajustes tarifarios en 2015 (marzo para Ampla y abril para Coelce). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de



Compensación de Valores de la Parcela A (CVA). Su objetivo es mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario por la vía de permitir ganancias tarifarias debido a los costos de la Parcela A.

La Cuenta de Compensación de Valores ("CVA" por su sigla en portugués) ayuda a mantener la estabilidad en el mercado y permite la creación de costos diferidos, que es compensado a través de ajustes tarifarios basados en las tasas necesarias para compensar los déficits del año anterior.

En diciembre de 2014 las distribuidoras en Brasil, incluidas Ampla y Coelce, firmaron un addendum al contrato de concesión que permite que estos activos regulatorios (CVA's y otros) sean parte de los activos indemnizables al término de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación través de las tarifas. Así, de acuerdo con las reglas del IFRS, se permite la contabilización de los dichos activos/pasivos regulatorios.

En 2014, Brasil continuó con condiciones de sequía. En noviembre el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses alcanzaron un 1% debajo del último racionamiento.

Para cubrir el sobrecosto de energía el Gobierno ha creado la cuenta ACR a través de préstamos bancarios a abonar dentro de dos años por la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014 los distribuidores utilizaron un monto aproximado de 18 mil millones de reales de la cuenta ACR, sin embargo,

no fue suficiente para cubrir todo el déficit. En marzo de 2015 fue aprobado un nuevo préstamo a la cuenta ACR, para cubrir el déficit de noviembre y diciembre de 2014. Fue aprobado también un alargamiento del plazo de pago de todos los préstamos, los que ahora deberán ser pagos en 54 meses a partir de noviembre 2015.

En función de los descalces entre los costos reconocidos en tarifa y el real ajenos a la gestión de la distribuidora, e intensificados por los costos implícitos de la sequía, Aneel, en enero de 2015, empezó a aplicar un sistema (conocido por las Banderas Tarifarias) de cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores siempre que el costo marginal del sistema alcance niveles por encima del estándar reglamentar. El objetivo del regulador es darle al consumidor una señal económica del costo de la generación ya en el mes subsecuente, anticipándole al Distribuidor un monto (de derecho) que éste solo lo tendría en el próximo evento tarifario.

Dicho mecanismo – descrito abajo - está compuesto por tres niveles de banderas: el rojo, amarillo y verde.

	Descripción	Aplicada cuando CMO es... (R\$/MWh)	Adicional en Tarifa (R\$/kWh)
Verde	Condiciones favorables de generación de energía	< 200	Sin adicional
Amarilla	Condiciones de generación menos favorables	> 200 < 388,48	+ 0,025
Roja	Condiciones más costosas de generación	> 388,48	+ 0,045

En resumen, con este mecanismo el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual, y con ello, el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico. O sea, los consumidores se dan cuenta de un reajuste tarifario menor, puesto que ya están pagando un mayor valor durante el mes.

Sin embargo, sigue la discusión entre ANEEL, los agentes y la sociedad el perfeccionamiento del mecanismo de las banderas, a través de una audiencia pública iniciada el 15 de diciembre de 2015. El principal cambio es que Aneel propone subdividir la bandera roja en dos niveles a partir de febrero de 2016.

Reajustes y Revisiones de 2015 (Ampla, Coelce y CIEN)

En 01 de marzo de 2015, a través de la Resolución N° 1858/2015, Coelce fue objeto de una revisión extraordinaria, donde su tasa se incrementó en 10,28% para hacer frente a los aumentos en los cargos (Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) y los costos de compra de energía.

La última revisión tarifaria periódica de Coelce se realizó en 2015 para el período 2015-2019, la que rige desde el 22 de abril de 2015 y es provisional porque no se aprobaron las metodologías de revisión tarifaria en el tiempo. El aumento adicional promedio de las tarifas fue de 11,69%, según la Resolución N° 1882/2015. En 2016, se calculará la revisión final y las diferencias positivas y negativas derivadas de la aplicación de la nueva metodología se incluirán en el reajuste de 2016.

En virtud de su contrato de concesión, Ampla recibió un aumento de la tasa el 15 de marzo de 2015. El incremento promedio de las tarifas fue de 42,19%, según lo aprobado en la Resolución N° 1.861/2015 y fue revisado el 8 de abril debido a la ampliación del plazo para el pago de los fondos cuenta ACR. Con esta nueva aprobación, la Resolución N° 1.869/2015, las nuevas tarifas tienen un efecto promedio para los consumidores regulados de 37,34%.

ANEEL aprobó el resultado de la primera revisión periódica de CIEN. Desde el 1 de julio de 2015, las tasas se ajustaron por -7,49%, según el aprobado en la Resolución n° 1.902/2015.

Regulación en Transmisión

Cualquier agente del mercado de energía eléctrica que produce o consume energía está autorizado para usar la Red Básica. Los consumidores del mercado libre tienen también este derecho, sujeto a que ellos cumplen con ciertos requerimientos técnicos y legales. El libre acceso está garantizado por la Ley y supervisado por ANEEL.

La operación y administración de la Red Básica es responsabilidad del ONS, que tiene también la responsabilidad de administrar el despacho de energía desde las plantas en condiciones óptimas, involucrando el uso del sistema interconectado, los embalses y las plantas térmicas.

Con fecha 5 de abril de 2011 se publicaron, en el Diario Oficial, las Portuarias Ministeriales 210/2011 y 211/2011 que equiparan a las dos líneas de interconexión de la Compañía de Interconexión Energética, S.A. a concesiones de servicio público, con pago acorde a un peaje regulado. La Remuneración Anual Permitida (en adelante "RAP") es reajustada anualmente, en el mes de junio, por el Índice Nacional de Precios al Consumidor Amplio (en adelante "IPCA") con revisiones tarifarias cada cuatro años. Se definió una Base de Remuneración Bruta de \$1.760 millones de Reales (US\$885 millones) y una Base Neta de \$1.160 millones de Reales (US\$585 millones). En 2012 ANEEL autorizó la implementación de refuerzos en las instalaciones de transmisión, reconociendo una inversión adicional de \$47 millones de reales (US\$23 millones), en la Base de Remuneración. La tasa de remuneración aplicable fue definida según la reglamentación vigente en 7,24% (real después de impuestos). El plazo de la autorización es hasta junio de 2020, para la Línea 1, y hasta julio de 2022, para la Línea 2, con previsión de indemnización de las inversiones no amortizadas.

Regulación Medioambiental

Si bien la Constitución brasileña faculta tanto al Gobierno Federal como a los gobiernos estatales y locales para dictar leyes destinadas a proteger el medioambiente, la mayoría de los reglamentos ambientales en Brasil se dictan al nivel del gobierno estatal y local.

Las plantas hidroeléctricas deben obtener concesiones por los derechos de agua y aprobaciones ambientales. Las empresas de generación térmicas, de transmisión y de distribución deben obtener una aprobación ambiental de parte de las autoridades de regulación ambiental.



Estructura de la Industria

La industria eléctrica en Chile se divide en tres grandes segmentos o negocios: generación, transmisión y distribución. El sector de generación está integrado por empresas generadoras de electricidad. Estas venden su producción a las empresas distribuidoras, a clientes no regulados y a otras empresas generadoras, a través del mercado spot. El sector de transmisión se compone de empresas que transmiten a alta tensión la electricidad producida por las empresas generadoras. En último lugar, el sector de distribución está definido como el que comprende cualquier suministro a clientes finales a un voltaje no superior a 23 kV. Estos tres grandes segmentos o negocios operan en forma interconectada y coordinada, y su principal objetivo es el de proveer energía eléctrica al mercado, al mínimo costo y preservando los estándares de calidad y seguridad de servicio exigido por la normativa eléctrica. Debido a sus características esenciales, las actividades de transmisión y distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

El sector eléctrico en Chile se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas, así como para elaborar

planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y, por último, el Ministerio de Energía que tendrá la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética y agrupa bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro de Energías Renovables, el que en noviembre de 2014 fue reemplazado por el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES). La ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en seis sistemas eléctricos: El Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), y cuatro sistemas medianos aislados: Aysén, Magallanes, Isla de Pascua y Los Lagos. El SIC, principal sistema eléctrico, donde vive alrededor del 93% de la población chilena, se extiende longitudinalmente por 2.400 km, uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. El SING cubre la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km, donde se encuentra gran parte de la industria minera.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, las compañías de generación y transmisión que operan en un sistema eléctrico interconectado con capacidad instalada igual o superior a 200 MW deben coordinar sus operaciones en forma eficiente y centralizada a través de un ente operador denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), con el fin de preservar la seguridad y operar el sistema a mínimo costo. Para ello, el CDEC planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario y precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores realizadas en el CDEC. Los CDEC (CDEC-SIC y CDEC-SING), son entidades autónomas cuya función es coordinar la operación de un sistema eléctrico. Los sujetos de esta coordinación son las empresas generadoras, transmisoras, subtransmisoras y clientes libres.

Regulación en Empresas de Generación

El segmento de generación comprende a las compañías que poseen plantas para la producción de energía eléctrica, la cual es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo en donde la electricidad se vende: i) a las compañías distribuidoras para el suministro a sus clientes regulados dentro de su área de concesión; ii) a clientes libres o no regulados, principalmente empresas industriales y mineras; y iii) a otras empresas generadoras, a través en el mercado spot, por las transacciones de energía y potencia que se realizan en los CDEC.

Como ya se ha relatado, la operación de las empresas generadoras en cada sistema eléctrico es coordinada por su respectivo CDEC. Como consecuencia de esta operación eficiente y coordinada de los sistemas eléctricos, a cualquier nivel de demanda se entrega el abastecimiento adecuado, al menor costo de producción posible de las alternativas disponibles en el sistema. El costo marginal es usado como el precio de transacción entre generadores para los déficits o excesos de energía en una base horaria respecto de sus obligaciones contractuales, para lo cual se consideran tanto las inyecciones en el sistema como los retiros o compras para abastecer a sus clientes.

En enero de 2015 fue promulgada la Ley 20805 según la cual los generadores deben participar en licitaciones de energía para el mercado regulado por un periodo de hasta 20 años. Las licitaciones se realizan considerando los requerimientos futuros de las demandas de los clientes regulados atendidos por las empresas distribuidoras con una antelación mínima de cinco años y son supervisadas por la Comisión Nacional de Energía (el regulador). Esto permite a los generadores ingresos estables y predecibles, evitando la volatilidad del costo marginal, fomentando así la inversión en el sector.

En Chile existe pago por capacidad, que depende por una parte del precio utilizado, cuyo cálculo actualiza la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años y que tiene como objetivo remunerar el desarrollo de una turbina de gas, como la unidad marginal para aportar potencia a la demanda del sistema. Y por otra, del monto de potencia de cada planta generadora que es reconocido para efectos de este pago por capacidad, que determina centralizadamente cada CDEC en forma anual y que es utilizada para efectos del balance entre generadores por este concepto. El cargo por capacidad de cada central es independiente de su despacho y remunera la disponibilidad y contribución al margen de reserva del respectivo sistema que coordina cada CDEC.

El 30 de diciembre de 2015, la Presidenta de la República Michelle Bachelet J., firmó el Decreto Supremo que aprueba la nueva estrategia de largo plazo para el sector energía, y que se encuentra detallada en el documento “Energía 2050 Política Energética de Chile” elaborado por el Ministro de Energía con los lineamientos a llevar a cabo en los próximos años.

Como parte de esta agenda de largo plazo, se han contemplado diversas modificaciones a la normativa que aplica al sector. Entre ellas, una ley que modificó el esquema de licitaciones para clientes regulados promulgada a comienzos de 2015 y la adecuación al actual marco regulatorio tanto del segmento de transmisión como el operador del sistema, que la que al cierre del año 2015, se tramitaba en el Congreso Nacional.



Regulación en Empresas de Distribución

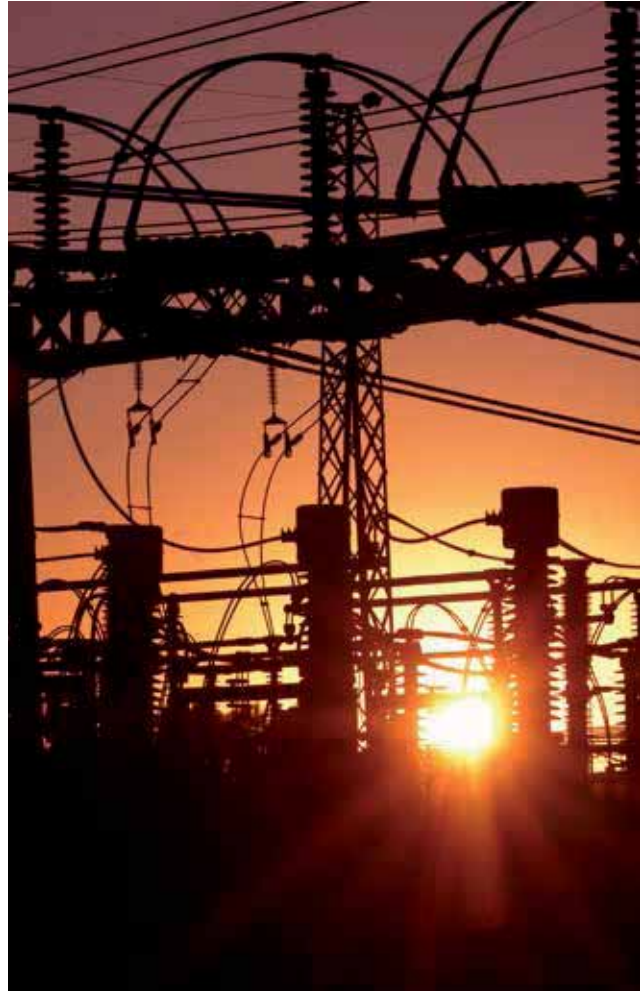
El segmento de distribución se define, a efectos regulatorios, como todos los suministros de electricidad a clientes finales, a un voltaje no superior a 23 kV. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, con obligación de servicio a tarifas reguladas para abastecer a los clientes regulados.

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados, cuya capacidad conectada es inferior o igual a 500 kW; y clientes libres o no regulados, aquellos con una capacidad conectada superior a 5.000 kW, nuevo límite establecido por la Ley 20.085. Los clientes cuya capacidad conectada está en el rango de 500 a 5.000 kW son clientes con capacidad de elección que pueden optar por tener tarifas reguladas o un régimen no regulado, por un mínimo de cuatro años en cada régimen.

Las empresas de distribución abastecen tanto a clientes regulados, un segmento para el que el precio y las condiciones de suministro son el resultado de procesos de licitación regulados por la Comisión Nacional de Energía, como a clientes no regulados, a través de contratos bilaterales con los generadores cuyas condiciones son libremente negociadas y acordadas.

En enero de 2015, con la promulgación de la Ley 20.805, las empresas distribuidoras deben disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda proyectada a cinco años, para lo cual se deben realizar licitaciones públicas de largo plazo de hasta 20 años.

Los procesos de fijación de tarifas de distribución son realizados cada cuatro años con el objeto de establecer el denominado Valor Agregado de Distribución (VAD). Tanto la CNE como la empresa representativa del área típica en que opera encargan estudios a consultores independientes para fijar el respectivo VAD para su área típica. Las tarifas básicas preliminares se obtienen ponderando los resultados del estudio encargado por la CNE y por la empresa en la razón 2/3 – 1/3 respectivamente. Con estas



tarifas básicas se verifica que la rentabilidad del agregado de la industria esté dentro del rango establecido de 10 por ciento con una margen del ± 4 por ciento.

El modelo de distribución chileno es un modelo consolidado, ya que a la fecha cuenta con ocho fijaciones tarifarias realizadas desde la privatización del sector. El siguiente proceso se llevará a cabo el año 2016.

También cada cuatro años se realizan revisiones tarifarias en el sector de subtransmisión (las que corresponden a las instalaciones de alta tensión que conectan las redes de distribución con las grandes redes de transmisión). Dicho proceso se realiza en forma alternada al proceso de revisión tarifaria en distribución, de tal forma que ambos se distancian en dos años.

Adicionalmente, se realiza, cada cuatro años, la revisión de los servicios asociados a la distribución, que corresponden a diversos servicios no contemplados en la determinación del VAD, y que deben ser provistos por las empresas de distribución en su zona de concesión.

Regulación en Transmisión

El segmento de transmisión o transporte de electricidad comprende una combinación de líneas, subestaciones y equipos para la transmisión de la electricidad desde los centros de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. La transmisión en Chile se define como las líneas o subestaciones con un voltaje o tensión mayor que 23 kV. Las instalaciones de transmisión clasificadas por la autoridad como troncal o de subtransmisión son de acceso abierto, no así las instalaciones definidas como adicionales. Las empresas de transmisión reciben una renta por el servicio de transmisión que otorgan sin discriminación a cualquier usuario que lo solicite, a través del pago de peajes regulado conforme a la legislación vigente.

El 8 de enero de 2014 se aprobó el proyecto de ley que faculta al Gobierno para promover interconexiones eléctricas entre sistemas en el proceso de planificación anual. En virtud de este nuevo marco legal, el 21 de abril de 2015 se publicó en Diario Oficial el Decreto N° 158 del Ministerio de Energía que fija como obra de expansión la Interconexión de los sistemas SING y SIC, la que debiera estar en operaciones hacia finales del año 2018.



Regulación Medioambiental

La regulación medioambiental vigente, obedece a un completo rediseño que se hizo en el año 2010, y que parte por la creación de nuevas instituciones ambientales: el Ministerio de Medio Ambiente, que diseña y aplica políticas, planes y programas en materia ambiental, el Servicio de Evaluación Ambiental, a cargo de la administración del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y la Superintendencia del Medio Ambiente, con funciones de fiscalización. Adicionalmente, la institucionalidad se complementa con tres Tribunales Ambientales.

En materia de normativa regulatoria, se distinguen la Ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente, de 1994 y actualizada en 2010, la Ley N° 20.417, que crea el Ministerio, el Servicio de Evaluación y la Superintendencia del Medio Ambiente (de 2010) y el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, de 2012.

Energías Renovables No Convencionales

En materia de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), en octubre de 2013 se promulgó la Ley N° 20698 que incentiva el uso de las ERNC, estableciendo que al año 2025 el 20% de la energía comercializada por las empresas generadoras deberá ser producida por medios de generación no convencionales. Esta ley reemplaza una ley anterior que establecía una meta de 10% al año 2024.

Estructura de la Industria



El sector eléctrico colombiano fue estructuralmente reformado por la Ley 142, de Servicios Públicos Domiciliarios, y la 143, Ley Eléctrica, ambas de 1994. De acuerdo con la Ley 143 de 1994, los diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, pueden participar en las actividades del sector y gozan de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de competencia de libre mercado. Para operar o iniciar proyectos, se debe obtener, de las autoridades competentes, los permisos respecto de los aspectos medioambientales, sanitarios y derechos de agua, y aquellos de naturaleza municipal que sean requeridos.

El Ministerio de Minas y Energía (MME) define la política del Gobierno para el sector energético. Otras entidades gubernamentales que juegan un papel importante en la industria de la electricidad son: la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), entidad que supervisa y audita todas las empresas de servicios públicos; la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es el organismo regulador en energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos; la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), que es la responsable del planeamiento y expansión de la red y la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) que es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

La CREG está facultada para dictar reglamentos que rigen las operaciones técnicas y comerciales así como las tarifas para las actividades reguladas. Las principales funciones de la CREG son establecer las condiciones para la liberalización progresiva del sector eléctrico hacia un mercado abierto y competitivo, aprobar los cargos para las redes y los costos de transmisión y de distribución para el suministro de los clientes regulados, establecer la metodología para calcular y fijar tarifas máximas para el suministro del mercado regulado, establecer normas para la planificación y coordinación de las operaciones del Sistema, establecer los requisitos técnicos de calidad, fiabilidad y seguridad del suministro, y proteger los derechos de los clientes.

El Mercado de Energía Mayorista en Colombia (MEM) se basa en un modelo de mercado competitivo y opera bajo principios de acceso abierto. La operación y administración del MEM está centralizada en un Operador del Mercado compuesto por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y el Centro Nacional de Despacho (CND).

El sector de generación es organizado sobre una base competitiva. Las transacciones de electricidad en el MEM son llevadas a cabo bajo las modalidades de mercado spot de energía (Corto plazo o mercado diario); Contratos Bilaterales (Mercado de largo plazo) y el Cargo por Confiabilidad. Las

empresas de generación deben participar del despacho central de manera obligatoria, con todas sus plantas de generación o unidades conectadas al sistema colombiano cuyas capacidades sean iguales a 20 MW o superiores (Las plantas con capacidades entre 10 y 20 MW pueden participar opcionalmente). Las empresas de generación que participan del despacho central, deben declarar la disponibilidad comercial de sus recursos de generación y ofertar el precio al que desean venderla. Esta energía es despachada de manera centralizada por el Centro Nacional de Despacho (CND) con criterios de optimización económica y respetando las restricciones eléctricas y operativas del sistema.

La comercialización consiste en la intermediación entre los actores que proveen generación de electricidad, servicios de transmisión y de distribución, y los usuarios de estos servicios. La comercialización puede ser llevada a cabo junto con otras actividades del sector eléctrico o no.

Regulación en Empresas de Generación

El Estado colombiano puede participar en la ejecución y explotación de proyectos de generación al igual que el sector privado. La Ley 142 de 1994, estableció el régimen legal de los servicios públicos domiciliarios y Ley 143 de 1994 enfocada, en particular, en el servicio de energía eléctrica, determinó los tipos de entidades autorizadas para prestar servicios públicos domiciliarios, en este sentido se creó la “empresa de servicios públicos,” como el vehículo fundamental para dicha prestación.

En el mercado de energía de corto plazo, operativamente el CND recibe, cada día, las ofertas de precios y la declaración de disponibilidad comercial para cada hora en el día siguiente, de todos los generadores participantes del mercado mayorista. Con base en esta información, el CND realiza un despacho económico mediante un procedimiento optimizado para el periodo de 24 horas del día siguiente, tomando en cuenta las restricciones eléctricas y operativas del sistema, así como otras condiciones necesarias para satisfacer la demanda de energía esperada para el siguiente día de manera segura, confiable y económica. desde el punto de vista del costo. A diferencia del resto de países en los que el despacho es centralizado con base en costes variables de producción, en Colombia el despacho se basa en precios ofertados por los agentes.

La transmisión opera bajo condiciones de monopolio y con ingreso anual fijo garantizado que es determinado por el valor nuevo de reemplazo de las redes y equipos y por el valor resultante de los procesos de licitación que adjudican nuevos proyectos para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN). Este valor es repartido entre todos los comercializadores del mercado en proporción a sus demandas de energía. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) atiende el 98% de la demanda del país. Los sistemas no interconectados atienden zonas aisladas del país.

La distribución se define como la operación de las redes de distribución local y transmisión regional. Cualquier cliente puede tener acceso a una red de distribución para lo cual paga un cargo de conexión. Los distribuidores, u operadores de red, son responsables de la planificación, inversión, operación y mantenimiento de redes eléctricas con tensiones menores a 220 KV.

La bolsa de energía es un mercado de ajustes, donde se vende o compra el exceso o déficit de energía resultante del cumplimiento de los contratos frente a la demanda real de energía de generadores y comercializadores. En la bolsa de energía se establece el precio spot determinado por el ASIC después del día de operación mediante un procedimiento optimizado para el periodo de 24 horas del día denominado despacho ideal, que supone una capacidad infinita de transmisión en la red y tiene en cuenta las condiciones iniciales de operación, estableciendo de esta forma qué generadores debieron ser despachados para satisfacer la demanda real. El precio remunerado a todos los generadores que resulten despachados por mérito de precio es el precio del generador más caro despachado en cada hora bajo el despacho ideal.

Las diferencias de costo entre el ‘despacho económico’ y el ‘despacho ideal’ son llamadas “costos de restricción”. El costo de cada restricción es asignado en principio al agente responsable de la restricción y cuando no es posible identificar un agente se distribuye proporcionalmente a todos los comercializadores del sistema colombiano, de acuerdo a su energía demandada, y estos costos son traspasados a los clientes finales.

Los generadores conectados al sistema colombiano pueden también participar del “Cargo por Confiabilidad” que es un mecanismo que pretende incentivar la inversión en el parque generador para asegurar la atención de la demanda del país en el largo plazo. El Cargo consiste en la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) mediante una subasta descendiente para los nuevos agentes interesados en desarrollar proyectos de generación, quienes deben garantizar al Sistema dicha cantidad de energía para un periodo determinado. La asignación para los generadores existentes se hace anualmente y para los proyectos nuevos por hasta 20 años. La OEF es un compromiso de parte de la empresa generadora, respaldada por sus recursos físicos, que la respaldan para producir energía firme. El generador

que adquiere una OEF recibirá una compensación fija durante el periodo del compromiso, sea que el cumplimiento de su obligación sea requerido o no.

El precio por cada KWh hora de OEF corresponde al valor de cierre en la subasta por energía firme o Cargo por Confiabilidad. Cuando esta energía firme es requerida, lo que ocurre cuando el precio spot sobrepasa el precio de escasez, se realiza un balance de cumplimiento del agente, donde se verifica en el despacho ideal si el agente cubrió sus OEF con recursos propios, entregó excedentes u otro agente cubrió sus OEF, en cuyo caso se balancean las diferencias valoradas al precio spot.

Regulación en Empresas de Distribución

En Colombia, las distribuidoras tienen libertad para adquirir su suministro, pudiendo definir las condiciones de los procesos de licitación pública para adquirir la energía requerida para el mercado regulado y pudiendo también acudir al mercado spot para su comprar energía. El precio que paga el usuario final refleja un promedio del precio de compra. Desde 2004, la CREG está trabajando en una propuesta para modificar la operativa de contratación en el mercado colombiano, denominado Mercado Organizado -MOR- que pasaría a ser un sistema electrónico de contratos. Este mecanismo reemplazaría las licitaciones actuales por subastas de energía con condiciones comerciales estandarizadas, en donde la demanda a contratar se trataría como una única demanda agregada.

Los cargos de distribución son fijados por la CREG basado en el valor nuevo de reemplazo de los activos de distribución existentes, el costo de capital, los activos no eléctricos; así como los costos operacionales y de mantenimiento para cada compañía, y se definen para cuatro niveles de voltaje diferentes, así: Nivel 1 menor a 1 kV, Nivel 2 mayor o igual a 1 kV y menor a 30kV, Nivel 3 mayor o igual a 30 kV y menor a 57.5 kV y Nivel IV hasta mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV. Los Niveles 1, 2 y 3 de tensión son denominados Sistemas de Distribución Local (SDL) y el Nivel 4 se denomina Sistema de Transmisión Regional (STR).

Durante 2009, después de auditar la información reportada por las compañías, la CREG determinó los cargos de distribución aplicables, los cuales son fijados para un periodo

de cinco años, y actualizados mensualmente de acuerdo al índice de precios al productor. En la actualidad, está en curso el proceso de revisión de los cargos de distribución para el quinquenio 2015-2019. Uno de los aspectos, objeto de discusión, es la tasa de rentabilidad reconocida que actualmente está fijada por la CREG en 13.9% antes de impuestos para los activos de distribución local y en 13% para los activos de transmisión regional con base en la metodología WACC/CAPM. La metodología para el cálculo de los cargos de distribución incluye un esquema de incentivos para los costos de administración, de operación y mantenimiento a partir de la calidad de servicio. Para las pérdidas de energía, la regulación establece una senda de índices de pérdidas reconocidas a incluir en tarifa.





Regulación en Transmisión

Las redes de transmisión que operan a 220 kV o superiores constituyen el Sistema de Transmisión Nacional (STN). La tarifa de transmisión incluye un cargo que cubre los costos de operación de las instalaciones, y un cargo por uso que aplica sólo a los comercializadores quienes lo traspasan directamente a los usuarios finales.

La CREG garantiza a las empresas de transmisión un ingreso fijo anual. Este ingreso es determinado por el valor de reposición a nuevo de la red y equipos, y por el valor

resultante de los procesos de licitación que han adjudicado nuevos proyectos para la expansión del STN. Este valor es atribuido a los comercializadores del STN en proporción a su demanda de energía.

La construcción, operación y mantenimiento de los nuevos proyectos es adjudicado a la empresa que ofrece el menor valor presente de flujos de caja necesarios para llevarlo a cabo.

Regulación en la Comercialización

El mercado de comercialización está dividido en clientes regulados y clientes no regulados. Los clientes en el mercado libre o no regulado pueden contratar libremente su suministro eléctrico directamente de un generador o de un distribuidor actuando como comercializadores, o de un comercializador puro. El mercado de clientes no regulados, consta de clientes con una demanda máxima superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de 55 MWh.

La comercialización puede ser realizada por generadores, distribuidores o agentes independientes que cumplen con ciertos requerimientos. Las partes acuerdan libremente los precios de transacciones para los clientes no regulados.

El comercializador de energía es responsable de facturar los costos de electricidad a los consumidores finales y transferir los pagos a los diferentes agentes de la industria. La comercialización para clientes regulados está sujeta al

“Régimen de Libertad Regulada” en el que las tarifas son fijadas por cada comercializador utilizando una combinación de las fórmulas generales de costo determinadas por la CREG y los costos de comercialización individuales aprobados por la CREG para cada comercializador. Las tarifas incluyen, entre otros, costos de abastecimiento de energía, cargos de transmisión, cargos de distribución y un margen de comercialización. Adicionalmente, los costos finales del servicio están afectados por subsidios o contribuciones que son aplicados de acuerdo al nivel socioeconómico de cada usuario.

Las tarifas o cargos de comercialización para los clientes regulados deben ser revisadas cada cinco años y se deben actualizar mensualmente por el Índice de Precios al Consumidor; los cargos de comercialización vigentes se encuentran en proceso de revisión, con lo cual se espera la aplicación de nuevos cargos en el año 2016.

Regulación Medioambiental

El marco legal para la regulación ambiental en Colombia fue establecido en la Ley 99/1993, que también creó el Ministerio de Medioambiente, como la autoridad para la definición de políticas medioambientales. El Ministerio define, emite y ejecuta las políticas y reglamentos enfocados a la recuperación, conservación, protección, organización, administración y uso de recursos renovables.

Cualquier entidad que contemple desarrollar proyectos o actividades en relación a la generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad, que puedan ocasionar un deterioro ambiental, deben obtener primero una licencia ambiental.

De acuerdo a la Ley N° 99, las plantas generadoras que tienen una capacidad instalada total superior a 10 MW y usen el recurso hídrico, deben contribuir a la conservación del medioambiente por medio de un pago por sus actividades a una tarifa regulada a las municipalidades y a las corporaciones ambientales en las localidades donde

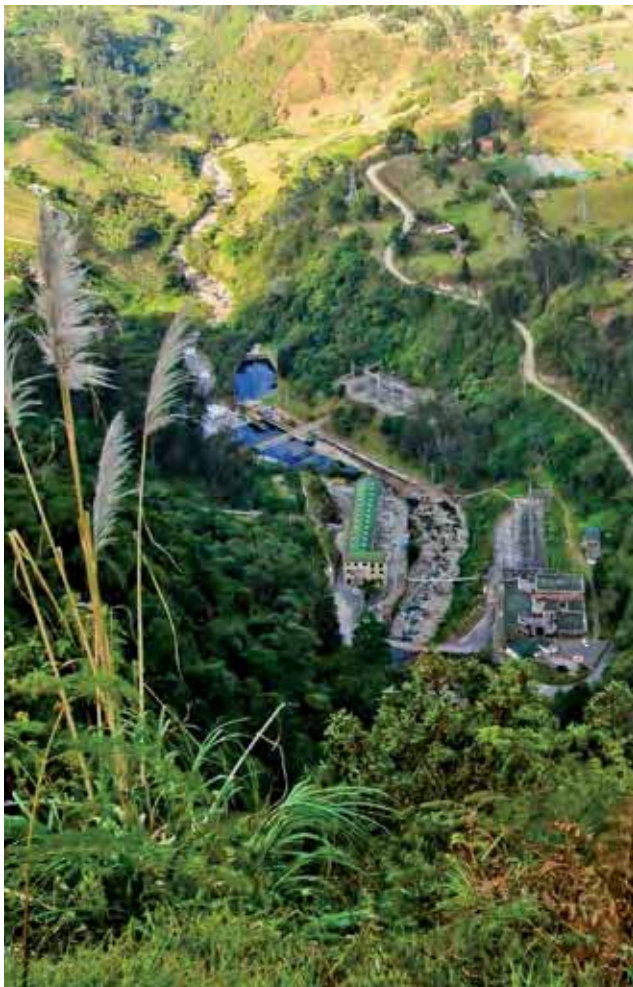
se encuentran las centrales. Las centrales hidroeléctricas deben pagar el 6 % de su generación y las centrales térmicas deben pagar el 4 % de su generación, con tarifas que son determinadas anualmente.

En 2011, el Decreto 3.570 estableció la nueva estructura del sector medioambiental creando el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (previamente, las funciones del Ministerio de Ambiente estaban establecidas junto con las funciones del Ministerio de Vivienda). Ese mismo año el Decreto 3.573 creó la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales como entidad responsable del otorgamiento y seguimiento de licencias, permisos y trámites ambientales de competencia del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

En los últimos años, la regulación medioambiental para el sector eléctrico ha estado enfocada en regular aspectos relacionados con: i) las emisiones de las plantas; ii) la formulación, expedición e implementación de la Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico, la actualización de la normativa asociada a vertimientos, la reglamentación de una metodología para el cálculo del caudal ambiental, y el ordenamiento y manejo de cuencas hidrográficas; iii) la expedición del manual de compensaciones por pérdida de biodiversidad para proyectos sujetos a licenciamiento ambiental; iv) la actualización del marco regulatorio de licenciamiento ambiental y la reglamentación del régimen sancionatorio ambiental.

En Colombia, actualmente existe una senda indicativa de participación de las ERNC en el Sistema Energético Nacional del 3,5% en 2015 y del 6,5% en 2020. En el 2014 se expidió la Ley 1715, por medio de la cual se regula la integración de las ERNC al Sistema Energético Nacional, con el objetivo de promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía y fomentar la gestión eficiente de la energía.

En 2015 el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2143 de 2015 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley 1715. A partir de este, se están diseñando los procedimientos para acceder a los beneficios propuestos en la mencionada ley.





Estructura de la Industria

El marco jurídico general aplicable a la industria eléctrica peruana está constituido principalmente por la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844 de 1992) y sus normas reglamentarias.

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) define las políticas de energía aplicables a nivel nacional, regula conjuntamente con el Ministerio del Ambiente las cuestiones ambientales aplicables al sector de la energía y es la autoridad competente para el otorgamiento y la caducidad de las autorizaciones y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) es la entidad reguladora que controla y fiscaliza el cumplimiento de las normas legales y técnicas relacionadas con las actividades de electricidad, hidrocarburos y minería, y hace cumplir las obligaciones establecidas en los contratos de concesión. Por su parte, la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergmin (GART) es la autoridad competente para la determinación de las tarifas reguladas. Osinergmin también controla y supervisa los procesos de licitación requeridos por las empresas distribuidoras para comprar energía a los generadores.

Por su parte, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) adscrito al Ministerio del Ambiente,

es responsable de la supervisión y fiscalización de las obligaciones ambientales contenidas en los instrumentos ambientales aprobados.

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es el Operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), coordina el despacho de las unidades de generación en función del mínimo costo, prepara diversos estudios que sirven de base para los cálculos anuales de los precios de barra, administra el mercado de corto plazo y elabora el Plan de Transmisión del Sistema Garantizado. En el COES están representadas las empresas de generación, transmisión y distribución, así como los Grandes Usuarios (clientes libres con consumo superior a 10 MW).

En zonas rurales existen pequeños sistemas eléctricos aislados que suministran electricidad en áreas específicas, los cuales representan menos del 7% de la producción total nacional.

Las principales características de la industria eléctrica en Perú son: (i) la separación de las tres actividades: generación, transmisión y distribución; (ii) libre mercado para el suministro de energía a clientes no regulados; (iii) un sistema de precios para el mercado regulado, basado principalmente en un régimen de licitaciones de largo y corto plazo.

Regulación en Empresas de Generación

Las empresas de generación que poseen u operan una planta generadora con una capacidad instalada mayor que 500 KW requieren de una concesión definitiva otorgada por el MINEM.

La coordinación de despacho de las operaciones eléctricas, la determinación de los precios spot y la administración de las transacciones económicas que ocurren en el SEIN, son gestionadas por el COES.

Los generadores pueden vender su energía directamente a distribuidoras y clientes libres y liquidar sus diferencias en el mercado spot a costo marginal. Las ventas a clientes no regulados son efectuadas a precios y condiciones mutuamente acordadas, los que incluyen peajes y compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión y, de ser el caso, los cargos por el uso de las redes de distribución.

La Ley de Concesiones Eléctricas permite la suscripción de contratos bilaterales a un precio no mayor que la Tarifa de Barra, en el caso de clientes regulados, o a un precio acordado por las partes en el caso de clientes no regulados. Además de este método bilateral, la Ley 28832 de 2006, denominada Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, estableció también la posibilidad de que los distribuidores puedan satisfacer la demanda de sus clientes regulados y no regulados bajo contratos suscritos después de un proceso de licitación de potencia y energía supervisado por Osinergmin. La aprobación de este

mecanismo es importante para los generadores porque les permite disponer de un precio estable durante la vida del contrato, que no es fijado por el ente regulador y que puede tener una duración de hasta 20 años.

A raíz de la introducción del mecanismo de licitaciones, la mayor parte de los contratos para vender energía a las empresas de distribución para la atención de sus clientes, derivan de estas licitaciones. Sólo una pequeña parte de la electricidad comprada por las empresas de distribución, se mantiene bajo el esquema de contratos bilaterales.

Otra norma que impactó sobre el mercado eléctrico fue el Decreto de Urgencia N° 049-2008, que introdujo el denominado "Costo Marginal Idealizado", éste supone que para efectos del despacho económico los costos marginales de corto plazo del SEIN se determinan considerando que no existen restricciones de gas natural (producción o transporte), ni de transmisión de electricidad; y que los costos marginales no podrán ser superiores a un valor límite definido por el Ministerio de Energía y Minas, dicho Decreto de Urgencia tiene vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016.

En Perú existe pago por capacidad, dado por el monto que remunera el desarrollo de una turbina de gas, como la unidad marginal para aportar la demanda del sistema. Similar a Chile el cargo por capacidad es independiente de su despacho y remunera la disponibilidad y contribución al margen de reserva objetivo señalado por las autoridades competentes.

Regulación en Empresas de Distribución

La tarifa eléctrica para clientes regulados incluye cargos por energía y potencia, para generación y transmisión, y el Valor Agregado de Distribución (VAD) que considera un retorno regulado por las inversiones, cargos fijos por operación y mantenimiento, y un porcentaje estándar por pérdidas de energía en distribución.

En setiembre de 2015 fue publicado el Decreto Legislativo N° 1221, a través del cual se establece que la fijación del VAD (Valor Agregado de Distribución) se efectuará cada cuatro (4) años y será calculado para cada empresa (antes se

calculaba el VAD para una empresa que era representativa de un grupo o sector típico y este VAD se aplicaba a todas las empresas que conformaban ese grupo respectivo). Además se reconocerá un cargo adicional en la tarifa para los proyectos de innovación tecnológica y eficiencia energética previamente aprobados por el Osinergmin. Se otorgará incentivos por mejora de calidad de servicio y la posibilidad de ampliar las zonas de concesión de las distribuidoras asumiendo zonas rurales aledañas a sus zonas de concesión.

El retorno real sobre la inversión de una empresa de distribución depende de su desempeño respecto de los estándares fijados por Osinergmin para una empresa modelo teórica. El sistema de tarifa permite un retorno mayor a las empresas de distribución que son más eficientes que la empresa modelo. Las tarifas preliminares son determinadas tomando como base los resultados del estudio contratado por la empresa, corregido según las observaciones del Osinergmin. Las tarifas preliminares son comprobadas para

asegurar que la tasa interna de retorno es del 12 por ciento con una variación de +/- el 4%. Además, las tarifas están indexadas al tipo de cambio y al precio de commodities como el cobre y el aluminio, con lo cual las tarifas en Perú no tienen riesgo cambiario.

Durante el último proceso de fijación de tarifas OSINERGMIN definió las tarifas de Edelnor para el periodo noviembre de 2013 a octubre de 2017.

Regulación en Transmisión

Las actividades de transmisión se encuentran bajo regímenes distintos. Las instalaciones construidas antes de 2006 se dividen en Sistema Principal que es para uso común y permite el flujo de energía a través de la red nacional, y el Sistema Secundario que son redes de flujo mayormente unidireccional y que sirven para evacuar energía desde una planta generadora o para llevar energía a un consumidor final. Por su parte, las instalaciones construidas a partir de 2006 se dividen en: Sistema Garantizado que son líneas para uso común, que son parte del Plan de Transmisión que elabora el COES y cuyo peaje es pagado por toda la demanda del sistema, y el Sistema Complementario, que son aquellas líneas que conectan a una central eléctrica o a un usuario con el sistema y que son pagadas por el beneficiario.

El Plan de Transmisión, elaborado por el COES y aprobado por el MINEM, determina el desarrollo de las líneas del Sistema Garantizado, las cuales son licitadas mediante un esquema BOOT con un plazo de 30 años. Las concesionarias de transmisión del Sistema Garantizado reciben un ingreso anual fijo derivado de dichas licitaciones.

Las líneas del Sistema Complementario se desarrollan mediante planes de inversión presentados por los agentes y aprobados por Osinergmin, entidad que calcula el costo medio anual a remunerar por cada instalación, considerando costos estándares de inversión, operación y mantenimiento, una tasa de actualización de 12% antes de impuestos y una vida útil de 30 años.

Normativa Medioambiental

El marco legal medioambiental aplicable a las actividades relacionadas con la energía en Perú está estipulado en la Ley General del Ambiente (Ley N° 28611) y en el Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo 029-94-EM).

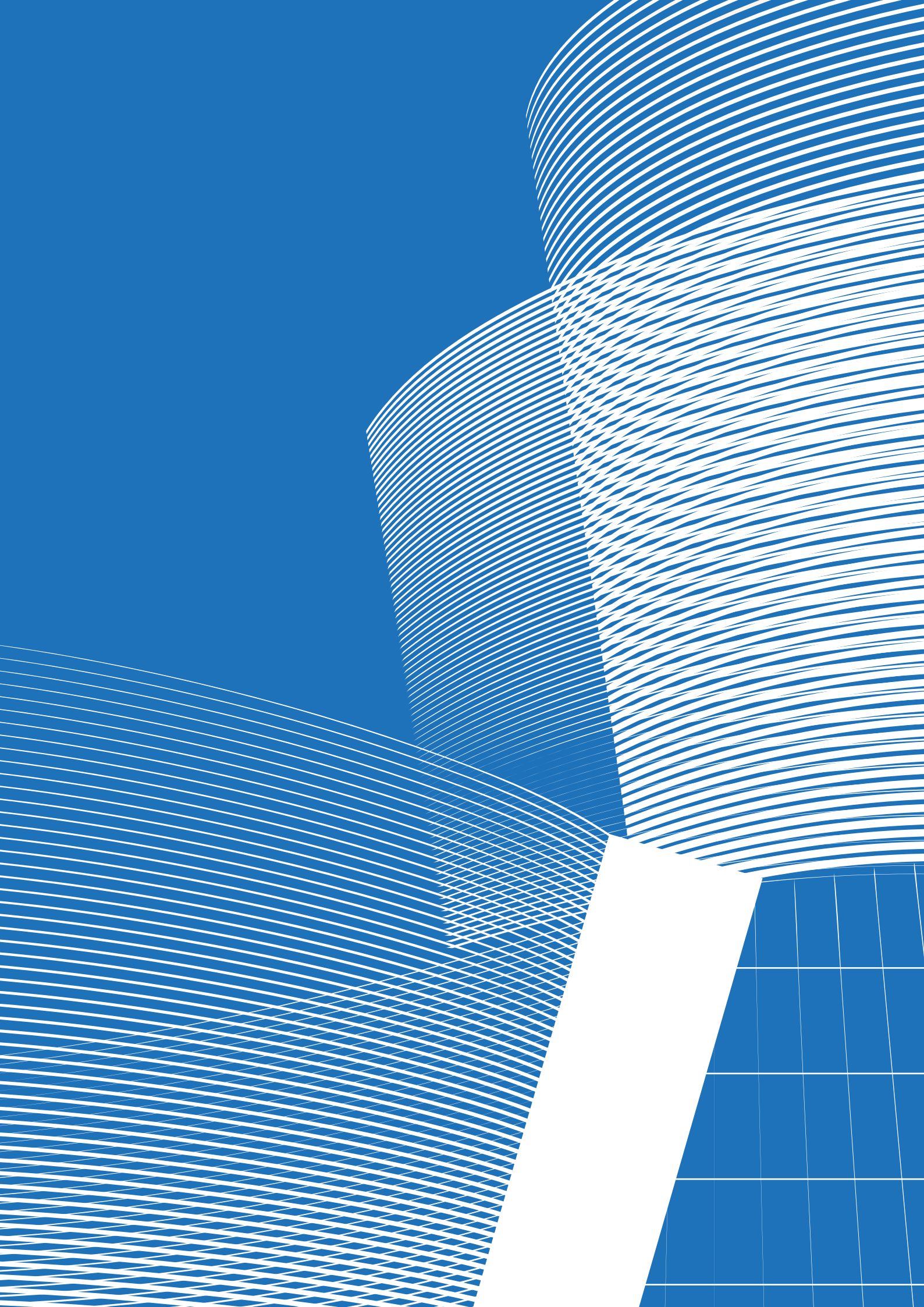
En 2008, el MINEM promulgó el Decreto Supremo 050-2008 para incentivar la generación de electricidad por medio de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Dicho Decreto estipula que hasta el 5% de la demanda del SEIN puede ser suministrada con la utilización de ERNC. Este tope del 5% podría ser revisado por las autoridades competentes en función del Plan Nacional de Energías Renovables. Las tecnologías consideradas como recursos renovables son: biomasa, eólica, mareomotriz, geotérmica, solar y mini-hidroeléctrica (hidroeléctrica menor a 20 MW).

En la actualidad este porcentaje de ERNC alcanza al 2.1% de la demanda del SEIN, con la reciente licitación convocada por el Gobierno se alcanzaría el tope del 5%





Descripción del Negocio Eléctrico por país





Generación de Electricidad

Los negocios de generación se realizan principalmente a través de nuestra filial Endesa Chile. En este segmento, el Grupo Enersis posee filiales operativas en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú.

En su totalidad, la capacidad instalada del Grupo Enersis ascendió a 17.302 MW a diciembre de 2015 y la producción eléctrica consolidada alcanzó los 60.403 GWh, mientras que las ventas de energía sumaron 72.039 GWh.

En la industria eléctrica, la segmentación del negocio entre la generación hidroeléctrica y térmica es natural, ya que los costos variables de la generación son distintos para cada forma de producción. La generación térmica requiere de la compra de combustibles fósiles y la hidroeléctrica del agua de los embalses y ríos.

El 53% de nuestra capacidad de generación consolidada proviene de fuentes hidroeléctricas, el 46% de fuentes térmicas y el 1% de fuentes eólicas.

Por ello, la política comercial que la generadora defina resulta relevante para la adecuada gestión del negocio.

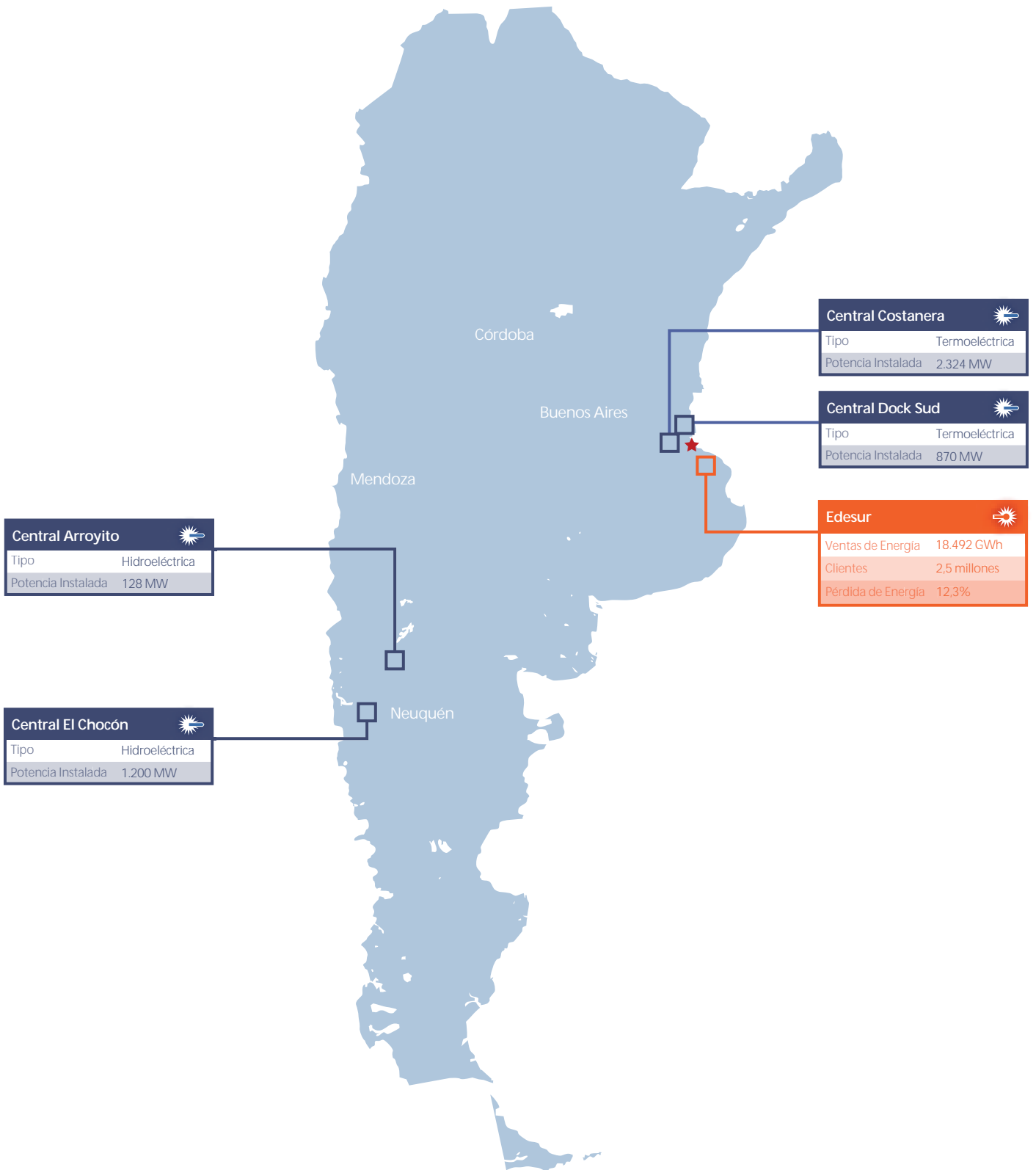
Transmisión de Electricidad

Para el Grupo Enersis, el negocio de transmisión de energía eléctrica se realiza principalmente a través de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil, CIEN, filial de Enel Brasil, con una capacidad de transporte 2.100 MW.

Distribución de Electricidad

El negocio de distribución se ha llevado a cabo por medio de Edesur en Argentina, Ampla y Coelce (de propiedad de Enel Brasil) en Brasil, Chilectra en Chile, Codensa en Colombia y Edelnor en Perú. Durante 2015, nuestras principales filiales y empresas relacionadas de distribución vendieron 78.731 GWh.

En la actualidad, Edesur, Ampla, Coelce, Chilectra, Codensa y Edelnor atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a más de 15,2 millones de clientes. Estas compañías enfrentaron una demanda eléctrica creciente, lo que las obligó a invertir constantemente, tanto por crecimiento vegetativo, como por la mantención de sus instalaciones.



Generación Eléctrica

Enersis participa en la generación de electricidad en Argentina a través de las filiales de Endesa Chile, Endesa Costanera e Hidroeléctrica El Chocón, y desde marzo de 2013, por medio de nuestra filial Dock Sud.

Costanera e Hidroeléctrica El Chocón poseen en conjunto 3.652 MW de capacidad instalada. Dicha potencia representó a fines de 2015, 10,9% de la capacidad instalada del SIN argentino. La generación eléctrica de dichas sociedades alcanzó, al 31 de diciembre de 2015, los 11.406 GWh, 8,3% de la generación total de dicho país.

Costanera e Hidroeléctrica El Chocón participan en sociedades a cargo de la operación de dos ciclos combinados, iniciativas coordinadas por el Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEN), con 5,33% y 18,85% de la propiedad, respectivamente.

Respecto del proyecto Vuelta de Obligado S.A. (VOSA), que contempla la instalación de un ciclo combinado del orden de

800 MW, Costanera e Hidroeléctrica El Chocón, durante 2015, continuaron cumpliendo con las obligaciones que les caben respecto al proyecto de generación VOSA, fruto del Acuerdo que se firmó entre la Secretaría de Energía y las principales empresas de generación de energía eléctrica, el cual fuera suscripto por ambas sociedades. La central comenzó a operar en ciclo simple las dos turbo gas de 270 MW cada una. Para el mes de octubre de 2016 está programada la entrada en servicio de la totalidad de las instalaciones de la nueva central que están conformadas por un ciclo combinado de dos turbinas de gas y una turbina de vapor.

Una vez puesto en funcionamiento el ciclo combinado se iniciará la devolución de la deuda que mantiene CAMMESA con las empresas generadoras que aportaron a dicho proyecto a través de un contrato de abastecimiento durante 10 años a una tasa Libor de 30 días más 5%, conforme al Acuerdo Generadores 2008-2011.

Otras generadoras conectadas al SIN argentino son: AES Alicura, Sadesa, Capex, Petrobras, Pampa Generación y Pluspetrol.



Proyecto Motogeneradores

El Gobierno argentino llamó, en febrero de 2014, a los principales generadores a presentar proyectos de instalación de nueva generación, preferentemente de fueloil, la que debía estar en funcionamiento antes del 1° de junio de 2015.

Al iniciar 2015, la marcha de la obra experimentaba cierto grado de atraso, sin que ello comprometiera la fecha para el servicio comercial.

En marzo de 2015, por los atrasos del contratista de montaje Ingeniería Ronza, se debió elaborar un plan de contingencia para la puesta en marcha de los motores tratando de mantener la fecha comprometida. A pesar de las medidas adoptadas, Ingeniería Ronza no pudo entregar la obra para el inicio del commissioning por parte de Wärtsilä, previsto para el 30 de abril 2015.

En consecuencia, se debió fijar una nueva fecha para la puesta en marcha; el 31 de julio de 2015 y extender los trabajos de Wärtsilä con mayores costos por € 364.000.

En noviembre se realizó el commissioning con gas oil de los cuatro motogeneradores, ensayos de puesta en marcha y verificación de valores garantizados, sin novedad.

A principios de diciembre se solicitó la habilitación comercial a Cammesa con la presentación de los Estudios de Etapa II, según los procedimientos para la conexión de nueva generación.

Considerando los mayores costos y trabajos adicionales registrados en el desarrollo de la obra los montos resultaron inferiores a los US\$43,5 millones (IVA incluido) autorizados para el proyecto.



Costanera

Se encuentra localizada en la ciudad de Buenos Aires y posee seis unidades turbo vapor por un total de 1.138 MW, las que pueden generar con gas natural o fuel oil. También opera dos ciclos combinados de 859 MW y 327 MW, respectivamente, totalizando la capacidad instalada de 2.324 MW.

En 2015, la generación neta fue de 8.167 GWh y la energía vendida alcanzó los 8.168 GWh.

La demanda de energía eléctrica aumentó 4,4% respecto del año 2014.

Durante 2015, CAMMESA realizó el despacho del SADI, según las resoluciones establecidas por la Secretaría de Energía, en dicho contexto, ha priorizado el despacho de las unidades térmicas más eficientes con Gas Natural y el de las unidades turbovapor consumiendo Fuel Oil (FO).

Con respecto al Gas Natural utilizado para el despacho del MEM, el mismo resultó de considerar la disponibilidad de Gas Natural Nacional e importado según cuota asignada al sector usinas.

Al igual que en años anteriores, se realizó un programa de mantenimiento, las tareas más importantes del mismo se centraron en el aporte de personal propio para la realización de las obras complementarias del Proyecto de Rehabilitación de las unidades turbovapor, por una parte, y en mantener el resto de las unidades en servicio por otra.

En lo referente a la rehabilitación de las unidades convencionales, cabe citar que durante el transcurso del año 2015 se concluyó la rehabilitación de las unidades N° 2 y N° 4 con muy buenos resultados.

La rehabilitación de las unidades restantes se espera finalicen en el transcurso del próximo año.

Con respecto a los ciclos combinados es de destacar el muy buen comportamiento que ha tenido el ciclo combinado Mitsubishi (CCII) con una generación superior a los 5.000 GWh netos.

En otro orden, con respecto a la metodología a aplicar para compatibilizar las remuneraciones de la Resolución SE N° 95/2013 y los Contratos de Disponibilidad de Ciclos



Combinados y Turbovapor (TV's) y en adición a lo informado el año anterior, cabe mencionar que luego de negociaciones con la Secretaría de Energía, se logró el Acuerdo con el Gobierno para el tratamiento del solapamiento de ingresos por los contratos de disponibilidad de Endesa Costanera mediante la nota SSEE N° 476/15. El 3 de julio de 2015 se firmaron las adendas I y III de los contratos Ciclos Combinados y TV's.

Para Costanera, la implementación de la Resolución 482/15 produjo un incremento en la remuneración de los cargos fijos del orden de 28% para los ciclos combinados y para las turbinas de vapor. La remuneración de los cargos variables aumentó 23%. El concepto de Remuneración Adicional incrementó 25%, mientras que el concepto remuneratorio para mantenimiento no recurrentes fue incrementado en 17,5%. Adicionalmente, se incorporaron los recursos para las inversiones del Foninveem 2015-2018 y los incentivos a la producción de energía y la eficiencia operativa que se aplican solo si está vigente el Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2015-2018.

En julio de 2015, se solicitó al Subsecretario de Energía Eléctrica -mediante la nota GG1380/15- la inclusión de trabajos

complementarios dentro del Contrato de Disponibilidad de Ciclos Combinados. Los trabajos a incluir son: Extensión de vida útil del CC Siemens por 7,94 MMUS\$, Finalización de la obra de inyección de agua para control de emisiones de NO_x en CC Siemens por 2,92 MMUS\$, Repuesto para generador de la unidad TV CC MHI por 2,25 MMUS\$ y Modernización Sistema de control CC MHI por 3,00 MMUS\$. La sociedad se encuentra a la espera de la respuesta correspondiente. Se está gestionando ante CAMMESA adelanto de fondos a cuenta para afrontar el anticipo solicitado por el proveedor Siemens para poder llevar a cabo el mantenimiento programado del ciclo.

En el plano de las finanzas, durante el 2015 se continuó con la estrategia financiera adoptada ya en ejercicios anteriores, de priorizar el manejo conservador de las mismas de manera de asegurar los recursos financieros necesarios para la adecuada operación de la central.

Cabe destacar, en relación a la reestructuración efectuada en 2014 del pasivo más importante de la Sociedad con Mitsubishi Corporation, y en adición a lo informado el año anterior, que el 15 de diciembre de 2015 se abonó la cuota de US\$ 3,0 millones, de acuerdo al cronograma establecido.

Hidroeléctrica El Chocón

Hidroeléctrica El Chocón S.A. (HECSA) es una compañía de generación de energía hidroeléctrica, que opera los aprovechamientos El Chocón y Arroyito, ubicados sobre el río Limay. Se ubica en las provincias de Neuquén y Río Negro. El complejo hidroeléctrico tiene una capacidad instalada total de 1.328 MW, y comprende las centrales de El Chocón, con una potencia instalada de 1.200 MW (central hidráulica de embalse artificial) y Arroyito, con una capacidad instalada de 128 MW, utilizando ambas las aguas de los ríos Limay y Collón Curá para generar.

El aprovechamiento hidroeléctrico de El Chocón está ubicado en la región denominada Comahue, formada por las provincias argentinas de Río Negro, Neuquén y la parte sur de las provincias de Buenos Aires. El Chocón se encuentra sobre el río Limay, a unos 80 km aguas arriba de su confluencia con el río Neuquén. Arroyito es el dique compensador de El Chocón y está emplazado sobre el mismo río, 25 km aguas abajo.

El año hidrológico iniciado el 1 de abril de 2015 se ha caracterizado como seco después de cinco años secos consecutivos. Por lo tanto, los aportes hidrológicos de las cuencas de los ríos Limay y Collón Curá fueron similares a los registrados en años anteriores, por tal razón el criterio operativo aplicado por el Organismo Encargado de Despacho, fue de restringir el uso de las reservas estratégicas acumuladas. Esta modalidad dio como resultado el mantenimiento y leve disminución de las reservas energéticas del Comahue, respecto a las de 2014.

Como resultado del despacho del embalse de El Chocón al cierre del ejercicio 2015, la generación neta del complejo El Chocón/Arroyito fue de 3.235 GWh, alcanzando la cota del embalse los 379,78 m.s.n.m. al 31 de diciembre de 2015. La reserva de energía en los embalses del Comahue era de 6.582 GWh, de los cuales 2.512 GWh corresponden a las reservas de El Chocón, ambos valores medidos respecto de la condición de cota mínima de Franja de Operación Extraordinaria (FOE).

En lo que se refiere al aspecto operacional, la disponibilidad acumulada en 2015 del complejo El Chocón-Arroyito fue de 97,89%, habiéndose cumplido en forma satisfactoria el Mantenimiento Programado para ambas centrales.



También se complementó la Modernización del Sistema de Protecciones, Excitación y Secuencia de Arranque/Parada de las unidades números 3 y 4 y el transformador principal T3CH de la Central El Chocón.

Cabe destacar que en 2015, Hidroeléctrica El Chocón, avanzó en el proyecto de reemplazo del aceite mineral por biodegradable en dos de las seis compuertas de toma de la Central El Chocón, lográndose una importante mejora desde el punto de vista medioambiental. Se prevé completar el reemplazo en las cuatro compuertas restantes en 2016.

A mediados de 2015 se habilitaron tres separadores de hidrocarburos instalados en la Central Arroyito para evitar que eventuales pérdidas de aceite en los intercambiadores agua/aceite de los cojinetes de turbina pudieran llegar al río Limay.

En materia regulatoria, el 17 de julio de 2015 fue publicada la Resolución SE N° 482/2015 del Registro de la Secretaría de Energía, que reemplaza la Resolución SE N°529/2014 publicada en mayo 2014 que a su vez había reemplazado

la Resolución SE N°95/13 introduciendo adecuaciones a la normativa que rige el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en los aspectos vinculados con la remuneración de los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM. Para Hidroeléctrica El Chocón S.A., la implementación de la Resolución 482/15 produjo un incremento de la remuneración variable del orden del 23% y para los costos fijos superior al 27% para Hidros Grandes y del 64% para Hidros Medianas. La remuneración adicional no presentó cambios y se incorpora a su remuneración el concepto por "Remuneración de Mantenimiento no Recurrente". Adicionalmente se incorporan los efectos positivos del Recurso para las inversiones del Foninvemem 2015-2018 y los inventivos a la producción de energía y la eficiencia operativa.

Con referencia al costo de transporte eléctrico, la Resolución 482/15 otorga el reconocimiento del mismo a las centrales hidroeléctricas.

En el desarrollo de las actividades de personal propio y contratistas, en 2015, no se han registrado accidentes. Los indicadores de IFG y IGG = 0 confirman un muy buen año en lo que se refiere a la seguridad de los trabajadores propios y contratados.

En el ámbito de las finanzas, la Sociedad -no obstante el complejo escenario imperante en el sector eléctrico-, canceló todos los vencimientos del año correspondientes al préstamo sindicado de pesos por \$58,3 millones y también los vencimientos del préstamo bilateral con Deutsche Bank AG, Standard Bank Plc e Itaú BBA Securities por US\$ 14,8 millones.

Con referencia al préstamo por US\$ 6,89 millones para la ejecución de obras en las seis unidades de la Central El Chocón (Trabajos de Modernización; Automatización y reequipamiento) - otorgado por Cammesa, en condiciones ventajosas para la Compañía, y en adición a lo informado el año anterior, cabe mencionar que al 31 de diciembre de 2015, el importe total recibido bajo dicho concepto ascendió a \$ 35,1 millones.

Los principales proyectos de inversión que se prevé realizar en 2016 son: i) Realizar los mantenimientos mayores de los interruptores principales de cinco máquinas. ii) Reemplazar los reguladores de velocidad/carga de las turbinas de la central El Chocón.

Central Dock Sud

Ubicada en el barrio de Avellaneda, en la ciudad de Buenos Aires. Dock Sud posee y opera una central generadora con dos plantas con una capacidad total de 870 MW. La central Dock Sud tiene cuatro turbinas a gas y una turbina a vapor. Dos de las turbinas a gas y la turbina a vapor comprenden una central de ciclo combinado.

La energía generada por Dock Sud en 2015 fue de 3.799 GWh, participando en un 2,8% del Sistema, mientras que las ventas de energía ascendieron a 3.802 GWh, representando el 2,9% de las ventas totales del país.

Al 31 de diciembre de 2015, la capacidad instalada de Dock Sud representó el 2,7% de la capacidad instalada total en el SIN.



Esquema de Remuneración de Costos de Generación – Resolución S.E. N°482/15

El 17 de julio de 2015 fue publicada la Resolución SE N° 482/2015 del Registro de la Secretaría de Energía, que reemplaza la Resolución SE N°529/2014 que adecúa la remuneración de los distintos componentes de la estructura de costos de los agentes del MEM tipo térmico convencional o hidráulico nacional para los bloques de energía que no sean comercializados mediante contratos de energía regulados por la Secretaría de energía. Esta resolución comprende la incorporación de distintos mecanismos tendientes a asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a precios razonables compatible con el sostenimiento de la competitividad económica local promoviendo un desarrollo sustentable al sector. Con el objetivo de incrementar la potencia disponible y la eficiencia operativa de las unidades generadoras de energía eléctrica, se adecuan las metodologías de remuneración de la generación térmica, estableciendo mecanismos de ajuste de la remuneración de los Costos Variables (no combustibles) en función del factor de despacho de las unidades de generación y de la eficiencia de su consumo real de combustibles frente a los valores adoptados como referencia en ese fin. Se incluyen a la norma recursos adicionales destinados a las inversiones a ser desarrolladas en el FONINVEMEM 2015-2018.

Lo definido en esta resolución es de aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero 2015 para los generadores que hayan adherido a la Resolución N° 95/13 de la SE.

Con esta nueva resolución, la SE resuelve lo siguiente:

- (i) Reemplazo de los ANEXOS I, II, III, IV, y V de la Resolución N° 529/14 por los ANEXOS I, II, III, IV y V de la Resolución 482/2015 que actualiza los valores remunerativos de costos fijos, variables, remuneración adicional y mantenimiento no recurrente.
- (ii) Exceptúa el pago de la recaudación variable por transporte de energía y potencia a las centrales hidroeléctricas y/o renovables.
- (iii) Incorporación, a partir de las transacciones económicas del mes de febrero 2015 hasta el mes de diciembre de 2018, inclusive, de un nuevo esquema de aportes específicos denominado "Recursos para Inversiones de FONINVEMEM 2015-2018, en adelante Recursos

para Inversiones asignados a aquellos generadores participantes de los proyectos de inversión aprobados o a aprobarse por la SE, se determinaran mensualmente y su cálculo será en función de la energía total generada. Se instruye a CAMESA a asignar en forma retroactiva el nuevo cargo una vez firmados los contratos de suministro y construcción del proyecto. La Secretaría establecerá la metodología para tal fin.

En caso de incumplimiento de los compromisos dentro de los contratos referidos, la Secretaría podrá modificar el destino de los recursos sin que implique derecho a reclamo por parte de los generadores.

- (iv) En un plazo no mayor a 10 años a partir de la habilitación comercial de cada unidad de generación construida en el marco del FONINVEMEM 2015-2018 una Remuneración Directa FONINVEMEM 2015-2018 igual al 50% de la Remuneración Adicional Directa.
- (v) Se incorpora un nuevo esquema de Incentivos a la Producción de Energía y la Eficiencia Operativa
- (vi) Se establece como únicos valores a reconocer a los agentes generadores los esquemas y conceptos de remuneración establecidos en esta resolución y a aquellos con extinguida la vigencia de un Contrato regulado por la SE (Res 220, etc.).
- (vii) Se establece la aplicación de esta resolución retroactiva a febrero 2015.

El 5 de junio de 2015, la Sociedad y otros generadores del MEM firmaron el "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2015-2018, en adelante, FONINVEMEM 2015-2018 y se adhiere a todos los términos establecidos en dicho acuerdo el 2 de julio 2015. La adhesión comprende el compromiso irrevocable de participar en la conformación del FONINVEMEM 2015-2018, comprometiéndose, de acuerdo al punto 3.2.v del Acuerdo, las LVFVD y/o las Acreencias devengadas o a devengarse durante todo el periodo comprendido entre febrero 2015 y diciembre 2018 inclusive no comprometidas previamente en programas similares junto con todas aquellas Acreencias, no utilizadas para destinarlas al proyecto. Tanto la Secretaría como los agentes generadores que adhieren al Acuerdo se

reservan el derecho de dar por resuelto de pleno derecho este Acuerdo si en los 90 días indicados en punto 9 del Acuerdo, no se suscriben los acuerdos complementarios respectivos.

Mediante la adhesión de dicho Acuerdo, la Sociedad participaría, en conjunto con otros Agentes Generadores, en la construcción de un Ciclo Combinado de alrededor de 800 MW +/- 15% y generara tanto con gas natural como con gasoil y biodiesel. El Nuevo ciclo combinado se licitara para ser habilitado en no más de 34 meses a partir de la adjudicación de la obra.

Terrenos Reservados para Futuros Proyectos

En Argentina actualmente no existen terrenos reservados para futuros proyectos.

Distribución Eléctrica Argentina

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Edesur, en la cual posee, directa e indirectamente, una participación económica del 71,6% de la propiedad.

La participación de mercado de nuestra filial en Argentina, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 15%. Otras distribuidoras del sistema eléctrico argentino son: Empresa de Distribución de Energía de Tucumán (EDET), Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte (EDENOR), Empresa de Distribución de la Plata (EDELAP) y Empresa Distribuidora de Energía Atlántica (EDEA).

Edesur

Edesur tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica en la zona sur del gran Buenos Aires, comprendiendo dos terceras partes de la ciudad de Buenos Aires y doce partidos de la provincia de Buenos Aires, abarcando 3.309 km², por un periodo de 95 años a partir del 31 de agosto de 1992.

Dicho periodo consiste en uno inicial de 15 años y ocho periodos adicionales de 10 años cada uno. Con fecha 5 de febrero de 2007, el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) resolvió extender el periodo inicial por cinco años adicionales, a partir de la finalización del proceso de Renegociación Tarifaria Integral (RTI).

Posteriormente, con fecha 13 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía instruyó, mediante la Resolución SE 32/2015, al Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) a efectuar las acciones previas para la realización del proceso de Renegociación Tarifaria Integral (RTI), sin fecha de aplicación establecida.

El contrato de concesión establece la obligación de Edesur de suministrar electricidad a petición de los propietarios o habitantes de las propiedades dentro de su área de concesión, cumplir con ciertas normas de calidad referentes a la electricidad suministrada, cumplir con exigencias operacionales con respecto al mantenimiento de los activos de distribución y facturar a los clientes sobre la base de mediciones efectivas.

En 2015, Edesur entregó servicio de energía eléctrica a 2.479.559 clientes, cifra que representa el 0,63% de crecimiento respecto al año anterior. Del total, 87,6% son clientes residenciales, 11% comerciales, 0,9% industriales y 0,4% otros usuarios. Las ventas de energía ascendieron a 18.492 GWh, cifra que representó un incremento de 2,9% respecto al año anterior. Esta se distribuyó en 42,6% al sector residencial, 31,2% al segmento comercial, 18,5% al sector industrial y 7,7% en otros.

El índice de pérdidas de energía alcanzó 12,28% durante 2015.

Actividades y Proyectos en Distribución

Proyecto Telecontrol de la red de media tensión

Con el fin de reducir los tiempos de reposición y consecuentemente mejorar los indicadores de calidad del servicio, se ha continuado con el Proyecto de Telecontrol de la Red de Media Tensión, que se había comenzado en 2011.

Además de una importante innovación tecnológica, la implementación de este proyecto dará lugar a una considerable reducción en los tiempos de interrupción del suministro a una gran cantidad de usuarios ante una avería en la red de media tensión, a través de la teledetección de fallas y operación remota de la red, ya que permitirá realizar la primera normalización desde el Centro de Control sin la intervención de las guardias operativas en terreno.

Durante el año 2015 se incorporaron cuatro nuevos centros de transformación MT/BT con equipos de última generación (SF6) junto a su correspondiente comunicación (GPRS) al Centro de Control y la instalación de detectores de corriente de cortocircuito (DICC's) con capacidad de tele-

lectura. Desde el inicio del proyecto se han telecontrolado 316 Centros de Transformación MT/BT.

El criterio de selección de los puntos de instalación, consideró esencialmente a aquellos alimentadores de media tensión con antecedentes de indicadores de calidad de servicio más comprometidos y también a los definidos juntamente con los municipios como "Clientes Sensibles", tal el caso de estaciones de bombeo de agua, centros asistenciales u hospitales.

Gracias a la implementación de este proyecto se obtuvo una reducción de los tiempos de operación, disminuyendo los tiempos de interrupción, lo que a su vez reduce las multas por calidad de servicio. Esto permite una mayor seguridad en la operación, mejor aprovechamiento de las guardias operativas, mejoras de la imagen ante los clientes y ante las autoridades y mayor venta de energía.





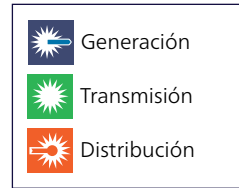
Innovación y eficiencia energética

Durante 2015, Edesur presentó la tecnología ENEL en estaciones de recarga para vehículos eléctricos en los siguientes eventos con la finalidad de incentivar los proyectos de movilidad eléctrica alineados con el concepto de ambiente limpio:

- > Encuentro de Alcaldes C40.
- > INNOVA – Feria de Educación, Ciencia y Tecnología organizada por el gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- > Evento Aula BID (Banco Interamericano de Desarrollo).
- > Festival Ciudad Verde, evento organizado por el Ministerio de Ambiente, Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- > Buenos Aires celebra Italia.

Asimismo, Edesur preside el Comité de Normalización para Instalaciones Eléctricas de Suministro para Vehículos Eléctricos en la AEA (Asociación Eléctrica Argentina), que incluye no sólo vehículos sino también motos y bicicletas eléctricas.

Respecto a las motos, los especialistas técnicos de la Compañía diseñaron y crearon un equipo de recarga exclusivo para las motos eléctricas, que fue desarrollado íntegramente en nuestros laboratorios y será objeto de patentación como nuevo modelo de utilidad. Con la utilización del mismo, se inauguró el primer punto de recarga para moto eléctrica en Argentina. De esta forma, la Compañía se ha constituido en un referente a nivel país sobre todo tipo de estaciones de recarga aplicadas a la movilidad eléctrica.



Brasil

Generación Eléctrica

Enersis participa en la generación eléctrica a través de Enel Brasil y sus filiales Cachoeira y Fortaleza.

Estas dos centrales, una hidroeléctrica y la otra térmica, suman una potencia total de 987 MW, representando el 0,7% de la capacidad del SIN brasileño.

La generación eléctrica del Grupo en Brasil alcanzó los 4.399 GWh, logrando el 0,8% del total generado en ese país, siendo la producción hidroeléctrica un 47% del total generado por el Grupo Enersis en Brasil.

Por su parte, las ventas físicas de energía llegaron a los 6.541 GWh, cerca del 1,4% del total vendido en el sistema brasileño.

Otras generadoras conectadas al SIN brasileño son: CHESF, Furnas, Cemig, Electronorte, Cesp, Copel, Eletrobras y Eletropaulo.

Cachoeira

Se ubica en el Estado de Goias, a 240 km al sur de Goiania. Posee diez unidades con un total de 665 MW de capacidad instalada. Es hidroeléctrica de pasada y utiliza las aguas del río Paranaíba.

La generación neta durante 2015 fue de 2.057 GWh, mientras que las ventas alcanzaron los 3.215 GWh.



Fortaleza

Se ubica en el municipio de Caucaia, a 50 km de la capital del estado de Ceará. Es una central térmica de ciclo combinado de 322 MW que utiliza gas natural, y tiene capacidad para generar un tercio de las necesidades de energía eléctrica de Ceará, que alberga una población de aproximadamente 8,2 millones de personas.

Construida en un área de 70 mil metros cuadrados, forma parte de la infraestructura del Complejo Industrial y Portuario del Pecém, en el municipio de Caucaia, e integra el Programa Prioritario de Termoelectricidade (PPT) del Gobierno Federal. La localización es estratégica para impulsar el crecimiento regional y viabilizar la instalación de otras industrias. Sus principales cliente son Coelce y Petrobras.

La generación eléctrica de 2015 fue de 2.342 GWh, mientras que sus ventas alcanzaron los 3.326 GWh.



Terrenos Reservados para Proyectos Futuros

Enel Brasil cuenta con un terreno de 75 ha, en la ciudad de Macaé, estado de Rio de Janeiro, para un nuevo proyecto termoeléctrico.

Transmisión Eléctrica

El Grupo Enersis también participa en la transmisión y comercialización de electricidad en Brasil por medio de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil, a través, de la empresa CIEN, donde posee el 84,38% de la propiedad.



CIEN

La Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN) es una empresa de transmisión de energía de Brasil. Su complejo está formado por dos estaciones de conversión de frecuencia Garabi I y Garabi II, que convierten en ambos sentidos las frecuencias de Brasil (60 Hertz) y Argentina (50 Hertz), y las líneas de transmisión. En el lado argentino, son administradas por dos subsidiarias: la Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM) y la Transportadora de Energía S.A. (TESA), en ambas CIEN mantiene control de 100,0% del capital.

El sistema de interconexión consiste de dos líneas de transmisión, con extensión total de 1.000 kilómetros, y la Estación Conversora de Garabi.

El 5 de abril de 2011 fueron publicadas en el Diario Oficial las Portuarias que definen el valor anual de la Remuneración Anual Permitida (RAP) para CIEN. Con ello, el regulador equipara a CIEN (cuyos activos se componen de las líneas Garabi 1 y 2) a los concesionarios de servicio público de transmisión. La RAP anual total es reajustada anualmente, y se realizarán procesos de revisiones tarifarias a cada 4 años. A partir de abril 2011 por tanto, CIEN quedó oficialmente autorizada para recibir pagos bajo este nuevo enfoque de negocio.

Distribución Eléctrica Brasil

Energis participa en la distribución a través de Enel Brasil y sus filiales Ampla y Coelce.

Energis posee directa e indirectamente una participación económica del 92,03% y 64,86% de la propiedad de dichas compañías, respectivamente.

En Brasil, las principales distribuidoras que componen el sistema eléctrico son: CPFL, Brasileira de Energía, AES Elpa, Cemig, Light, Coelba y Copel.

Ampla

Ampla es una compañía de distribución de energía con actuación en el 73% del territorio del Estado del Río de Janeiro, lo que corresponde a un área de 32.188 km². La población alcanza a aproximadamente 8 millones de habitantes, repartidos en 66 municipios de los cuales destacan: Niteroi, São Gonçalo, Petrópolis, Campos y Cabo Frío.

Durante 2015, Ampla entregó servicio de energía eléctrica a 2.996.676 clientes, 4,2% más que en 2014. Del total, 90% corresponden a clientes residenciales, 6% a comerciales, y 4% a otros usuarios.

Las ventas de energía en 2015 alcanzaron un total de 11.547 GWh, que representó una disminución de 1,1% en relación a 2014, con importante participación de clientes residenciales que representan 41% de las ventas físicas, seguido por clientes comerciales con 19% de ventas, luego clientes libres con 14%, clientes industriales 8%, otros clientes, que representan el 19% de las ventas. Desde 2003, Ampla actúa con gran énfasis en el combate al hurto de energía con reducción de 3,5 puntos porcentuales en este indicador (de 23,64% a 20,11%). La reducción sostenible sólo es posible debido al conjunto de resultados positivos obtenidos con los proyectos desarrollados por Ampla (uso de tecnología y actuación social). Durante varios años, la empresa ha ganado una serie de premios que indican la excelencia de nuestros proyectos.

Sin embargo, hoy en día las pérdidas de energía siguen representando uno de los principales desafíos de Ampla. El año 2014 cerró con un aumento respecto año anterior de 0,75 puntos porcentuales, pasando de 20,11% a 20,86% dado el mayor número de zonas de riesgo en el área de concesión de la empresa.

Coelce

Es la compañía de distribución eléctrica del Estado de Ceará, en el noreste de Brasil, y abarca una zona de concesión de 148.921 km². La empresa atiende a una población de más de 9 millones de habitantes.

Las ventas de energía en 2015 fueron de 11.229 GWh, aumentando 0,6% con respecto al año 2014. En estas ventas, participaron clientes residenciales con 35%, comerciales con 19%, seguido por clientes industriales y clientes libres con 11% cada uno. Otros clientes representaron el 24% de las ventas de energía.

El número de clientes, al cierre de 2015, aumentó a 3.757.651 lo que significa el 3,7% de variación en comparación al cierre del ejercicio de 2014. La clasificación por tipo de clientes indica que el 76,2% son residenciales, el 6,2% son comerciales, 0,2% clientes industriales, mientras que otros clientes representan el 17,4%.



Actividades y Proyectos en Distribución



Eficiencia Energética

Los proyectos de eficiencia energética incluyen acciones para estimular el consumo consciente de la energía y el cambio de equipos (refrigeradores, congeladores, lámparas) y el cableado eléctrico, con un impacto significativo en el consumo de energía y mejora de la eficiencia energética de los hogares. En 2015, 13.997 personas se beneficiaron en Ampla y Coelce por iniciativas de cambio de equipos. Y 108.373 consumidores fueron beneficiados por los proyectos de educación para el consumo consciente (41.075 en conferencias y talleres, 30.997 por los Agentes de la Comunidad y 36.301 por el programa Coelce en los Barrios). Los proyectos son apoyados por camiones itinerantes (Ampla Sobre Ruedas y Nave Coelce Planeta Futuro), equipados con un modelo explicativo del proceso de generación, transmisión y distribución de energía, simuladores del consumo y tótems interactivos con actividades divertidas para todas las edades. El aspecto de desplazamiento del proyecto garantiza el acceso a la información para los residentes y estudiantes de lugares distantes de las áreas metropolitanas.

El programa de eficiencia energética Enel Brasil en 2015 centró sus iniciativas en las regiones con mayor incidencia en las pérdidas comerciales (robo de electricidad), estimulando iniciativas de consumo responsable de la energía en la población, especialmente entre los consumidores de baja renta. Durante el año, hubo una reducción del 5,3% en las inversiones para el programa, producto del escenario del sector energético brasileño. Los recursos invertidos por los distribuidores son regulados y equivale al 0,5% de los ingresos operacionales netos de las empresas.



Smart City Búzios

Para el proyecto Smart City Buzios, 2015 fue un año de continuidad en avances relacionados con el monitoreo de la medición inteligente y automatización, ampliación del uso de vehículos eléctricos, gran impacto con la realización del Desafío Solar (importante evento de competencia de barcos impulsados por energía solar), gestión de las tecnologías de generación distribuida e intensificación de los resultados de las investigaciones realizadas por universidades e instituciones de base tecnológica que participaron en el proyecto. En cuanto al proyecto de Micro Smart Grid, que se está celebrando en Ceará, 2015 fue un año de progreso en las etapas de planificación y negociación con los residentes del condominio al ser probado el proyecto piloto Micro Smart Grid. Además, también hubo una intensa negociación con subcontratados y proveedores, con un trabajo de especificación de los materiales y equipos que se instalarán en la fase de ejecución.





Central Atacama	
Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	781 MW

Central Tarapacá	
Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	182 MW

Central Taltal	
Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	245 MW

Central Huasco	
Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	64 MW

Central Los Molles	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	18 MW

Parque Canela I y II	
Tipo	Eólica
Potencia Instalada	78 MW

Central Quintero	
Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	257 MW

Central Rapel	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	377 MW

Central Sauzalito	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	12 MW

Central Sauzal	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	77 MW

Central Bocamina I y II	
Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	478 MW

Centrales del Biobío	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	690 MW

Central Palmucho	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	34 MW

Central Pangué	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	467 MW

C. Diego de Almagro	
Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	24 MW

Central San Isidro	
Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	778 MW

Chilectra	
Ventas de Energía	15.893 GWh
Clientes	1,8 millones
Pérdida de Energía	5,3%

Centrales del Maule	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	89 MW

Central Loma Alta	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	40 MW

Central Pehuenche	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	570 MW

Central Ojos de Agua	
Tipo	Mini hídrica
Potencia Instalada	9 MW

Central Cipreses	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	106 MW

Central Isla	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	70 MW

Centrales del Laja	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	320 MW

Central Abanico	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	136 MW

Central El Toro	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	450 MW

Generación Eléctrica

Enerjis participa en el sector de generación eléctrica a través de Endesa Chile y sus filiales, constituyéndose como la empresa de generación eléctrica más importante del país en términos de capacidad instalada, en la cual Enerjis posee directamente el 59,98% de la propiedad.

Endesa Chile y sus filiales y sociedades de control conjunto, en Chile, cuentan con un parque generador compuesto por 103 unidades distribuidas a lo largo del Sistema Interconectado Central (SIC), y 8 unidades en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

La generación de electricidad del Grupo Enerjis en Chile alcanzó los 18.294 GWh en 2015, siendo el 64,5% hidroeléctrica. Por su parte, las ventas físicas de energía en Chile sumaron 23.558 GWh, equivalente a 33% del total vendido por el Grupo en América Latina.

En Chile, otras generadoras son: AES Gener, Colbún y EC-L.

Endesa Chile

Las ventas de energía eléctrica de Endesa Chile y de sus empresas filiales en el SIC alcanzaron 21.127 GWh en 2015. Este volumen representa una participación de 43% en las ventas totales del SIC, incluidas las ventas a clientes y las ventas netas en el mercado spot. Las ventas a clientes regulados representaron 83%, a clientes libres 15%, y 2% correspondió a operaciones netas en el mercado spot.

Por otra parte, las ventas de energía eléctrica de las filiales Celta y Gas Atacama, en el SING, alcanzaron a 2.432 GWh en 2015, que representaron una participación de 14% en las ventas totales de dicho sistema eléctrico.



Escenario Operacional y Comercial

Escenario General de actividad operacional y comercial

El Sistema Interconectado Central presentó una situación hidrológica promedio similar a 2014, pero con diferencias marcadas entre el primer y segundo semestre, presentando una condición muy seca el primer periodo, con una importante mejoría durante el segundo. Acorde con lo anterior, los costos de producción siguieron la misma tendencia entre ambos periodos, aunque en promedio resultaron menores a los del ejercicio anterior.

En tal contexto, los mayores costos de abastecimiento del primer semestre se explican por una prolongación de la sequía que ha afectado al país en los últimos cinco años y en particular durante los primeros meses del 2015, que fueron de los más secos que se tengan registro, con una ausencia casi total de precipitaciones en la zona centro-sur del país. Adicionalmente, por la ausencia de producción las Central Bocamina I, que fue detenida para realizar faenas destinadas a cumplir requerimientos ambientales y Central Bocamina II que estuvo paralizada por orden judicial.

Durante el segundo semestre, los costos de suministro y por ende los precios de la energía eléctrica, disminuyeron significativamente debido a la sustancial mejoría que presentó la condición hidrológica, tendiendo a una condición de normalidad en esta época del año y al reitegro de las centrales Bocamina I y II a la operación del sistema.

Los menores costos promedio de abastecimiento del ejercicio respecto al año 2014 se explican principalmente por una baja generalizada de los costos de combustible, la entrada de nueva oferta al sistema y el retorno de las unidades Bocamina I y II. Contribuyó también a la reducción de los precios de la energía, el menor nivel de dinamismo que presentó el consumo eléctrico, cuya tasa de crecimiento fue del orden de 1%, que representa una fuerte reducción respecto del crecimiento del 2,5% observado el 2014 y más aún frente al incremento promedio anual del 4,5% del período 2010-2014.

Eventos que Influyeron en el Desempeño Operacional y Comercial

Un hecho importante fue el reintegro de la central Bocamina II a la operación del SIC a partir del mes de junio, cuya generación se encontraba suspendida desde mediados del mes de diciembre de 2013 por razones judiciales. En efecto, la resolución de la Corte Suprema emanada en noviembre de 2014, permitió a Endesa Chile desarrollar el proyecto de optimización de la central a objeto de garantizar el cumplimiento de las exigencias medio ambientales que se consignaron en el fallo judicial. El proyecto, que cuenta con la aprobación de la Autoridad Ambiental (!), contempla entre sus principales mejoras técnico - ambientales: la cobertura de canchas de acopio de carbón, instalación de filtros de tecnología avanzada en la succión de agua para refrigeración y monitoreo en línea de la calidad del aire. Al comprometer estas actividades de optimización, la compañía obtuvo la autorización para reiniciar la operación de la central, las que sumadas a las diversas actividades comunitarias que se desarrollan en la zona (Plan Social con la comunidad de Coronel), constituye un hito significativo para consolidar la sustentabilidad de esta instalación y afianzar el aporte que hace esta central al margen operacional de la compañía.

Por otra parte, durante 2015, Endesa Chile ha firmado acuerdos con agrupaciones gemiales de agricultores regantes para la operación de los embalses ubicados en la cuenca del Laja y en la cuenca del río Maule, con los cuales comparten el uso de las aguas. A estos acuerdos también ha concurrido la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH) dependiente del Ministerio de Obras Públicas, como autoridad garante de la administración de los embalses. Estos acuerdos dicen relación específicamente con el uso compartido de los embalses en condiciones de escasez (sequía), lo que si bien implica incluir restricciones para ambas partes con respecto a los convenios originales, permite flexibilizar las extracciones en los períodos (meses) más críticos de ambas partes. Las ventajas de ambos acuerdos son, por un lado, se logra regularizar un aspecto importante de dicha operación, lo que permite evitar o reducir situaciones de conflicto entre los usuarios de estos embalses, como las ocurridas durante estos últimos años a

raíz de las condiciones de sequía registradas en el país y, por otra, la mayor flexibilidad antes señalada tiene un impacto positivo en la generación de Endesa Chile en la zona y, por ende, en el margen operacional de la compañía.

Los eventos enfrentados por Endesa Chile en este y en anteriores ejercicios, caracterizados ellos por presentar una persistente secuencia de años secos y otras condiciones desfavorables, permiten constatar la fortaleza que posee Endesa Chile para desplegar sus actividades operacionales y comerciales con un alto desempeño, lo que se debe a que la compañía posee atributos en este ámbito que merecen destacarse, como son: i).- cuenta con un parque generador con una gran capacidad instalada, variado tecnológicamente, competitivo en su producción y con una alta disponibilidad operacional, compuesto principalmente por centrales hidroeléctricas y térmicas eficientes, lo que le permite conseguir un nivel de bajos costos promedio de operación; ii).- su política comercial ha sido desarrollada coherente con las características de producción de su parque generador y con las condiciones que le impone un mercado competitivo y acorde con las exigencias establecidas en la normativa eléctrica. En tal ámbito, dicha política ha tenido como objetivo armonizar una rentabilidad atractiva con una posición de baja exposición al riesgo hidrológico, condicionando para ello aspectos como: su nivel de energía contratada, la diversificación de su cartera de clientes y su política de precios; y iii).- la política de explotación ha tenido siempre como meta que sus instalaciones operen con un alto estándar de calidad y disponibilidad, para lo cual ha aplicado permanentemente los procedimientos de operación y los planes de mantenimiento y de modernización necesarios para cumplir íntegramente con las exigencias técnicas y ambientales dispuestas por la regulación eléctrica.



Condición Hidrológica en el SIC

El año 2015 comenzó con un deshielo de características muy secas y sin precipitaciones que se prolongó hasta inicios de junio. Posteriormente, las precipitaciones fueron de características normales para el periodo, configurando así un año 2015 de características semi-seca. Los dos primeros trimestres fueron los más secos, con probabilidades de excedencia acumulada de afluentes de 95% y 85%, respectivamente. Esta condición mejoró durante el tercer trimestre, dejando como resultado una recuperación de los niveles en los embalses estacionales, lo que significó registrar para ese trimestre una probabilidad de excedencia de 52%. En el último trimestre, correspondiente al período de deshielo, se registró una hidrología semi-seca del orden 70%, cuyo efecto sumado al de los trimestres anteriores, redundó, en definitiva, en la probabilidad de excedencia acumulada promedio de afluentes de 75% para el año 2015, porcentaje similar al de 2014.

Generación y Costos de Suministros en el SIC

La condición hidrológica que en promedio fue similar a la de 2014, se refleja también en una matriz de suministro eléctrico muy semejante a la del año pasado. En efecto, el abastecimiento del SIC para 2015, cuya cifra total alcanzó los 52.900 GWh, 49% fue de origen térmico, levemente inferior al 52% de 2014. La participación hidroeléctrica fue similar a la del ejercicio anterior (45%), cuyo mayor aporte ocurrió durante el segundo semestre (61% del total hidroeléctrico). En relación con el combustible utilizado en la generación térmica, el carbón mantiene su predominio con 27% de la generación total del SIC, levemente inferior al 30% de 2014; le siguió el GNL, con un aporte del 16% del total y la biomasa con 4% la que desplazó al diesel que representó el 2% del total.

Respecto de la generación de ERNC no hidroeléctrica, su participación subió de 6% a 10%, siendo la biomasa la de mayor aporte, con el 4% antes indicado, seguido por la eólica con 4% y finalmente la solar con el 2%.

Durante 2015, la generación eléctrica de Endesa Chile tuvo una participación de 34% del total, similar al 33% del año anterior. Su contribución a la generación hidroeléctrica se mantuvo en 23%, con un aporte físico de 12.000 GWh, cifra esta última también semejante a los 11.900 GWh del 2014. Por su parte, la generación térmica de Endesa Chile fue del orden de 5.900 GWh con 11% del total del SIC, cifra superior a los 5.100 GWh (10%), debido en parte al aporte de generación la central Bocamina que reingresó a la operación durante el segundo semestre y a una mayor generación con GNL. En efecto, su generación con GNL fue de 4.930 GWh con una participación de 9,3%, cifra que supera el aporte de 4.550 GWh (9%) de 2014. En carbón, su producción alcanzó los 956 GWh, esto es, 2% del total, considerando no obstante la ausencia de la central Bocamina durante el primer semestre. En petróleo, la generación de Endesa Chile fue muy menor cifrándose apenas en los 35 GWh, esto es, menos del 0,5%.

En relación a la generación eléctrica por insumo, es importante destacar que Endesa Chile mantuvo su primacía en la producción hidroeléctrica con una participación del 51% del total generado con ese insumo y en el caso del GNL, tuvo una participación de 59% del total de la energía eléctrica producida con dicho combustible. Su

generación eólica, que alcanzó los 144 GWh, representó el 8% del total eólico del SIC.

Durante el presente ejercicio se registraron disminuciones importante en los precios de los combustibles respecto de los de 2014. En el caso del carbón, el principal combustible de 2014, su precio promedio tuvo una reducción del orden de -16% , desde un valor promedio anual de 111 US\$/Ton el 2014 a 93 US\$/Ton el 2015. En el caso del GNL, el siguiente en participación en el SIC y el principal utilizado por Endesa Chile, su precio promedio tuvo una disminución cercana al 33%, de 365 US\$/Dm³ a 370 US\$/Dm³ del 2015. El precio del resto de los combustibles líquidos, de menor preponderancia en la generación del SIC, como el diesel y el IFO N° 6 también tuvieron un descenso significativo, del orden de 40% a como ha sido la tendencia mundial observada en el mercado internacional del crudo. Así, el efecto de la reducción de los precios de los insumos antes señalado, sumado a una hidrología más aliviada registrada en el 2015 frente a la de los años secos que persistieron hasta el 2013, ha permitido reducir el costo de generación de la Compañía, con un impacto positivo en su margen operacional.

En el contexto de lo indicado precedentemente, tanto el costo promedio de generación como el precio promedio de la energía del 2015 disminuyeron respecto al año anterior. En el caso del precio de la energía, si tomamos como referencia los valores del mercado spot en un nudo de consumo relevante como lo es la Sub estación Alto Jahuel 220 kV, se observa una baja importante, de un 32%, frente al registrado en el ejercicio anterior, esto es, de un valor promedio anual de 135 US\$/MWh en 2014 disminuye a 92 US\$/MWh el 2015, consistente con la reducción del precio de los combustibles. No obstante, es importante señalar que los precios durante el presente ejercicio fueron muy distintos entre el primer y segundo semestre, con valores promedio registrados de 135 US\$/MWh y 48 US\$/MWh, respectivamente. Cabe destacar que precios como el del segundo período no se observaban desde el año 2006, como consecuencia de hidrologías más húmedas.



Gas Natural Licuado (GNL)

Durante el mes de febrero de 2015 se inició la operación comercial de la primera expansión del Terminal de GNL Quintero, con lo cual se aumentó la capacidad de regasificación de la planta en 4,8 MMm³/día, permitiendo al Terminal alcanzar una capacidad total de 14,4 MMm³/d.

En dicha expansión, Endesa contrató capacidad adicional de regasificación por un volumen equivalente a 2,1 MMm³/d, alcanzando en total 5,4 MMm³/d (37% de la capacidad del Terminal), lo que le permitirá abastecer los requerimientos de regasificación para sus centrales y desarrollar nuevos proyectos de generación y comercialización basados en gas natural en la zona centro.

Desde el punto de vista de la comercialización de gas, durante el año 2015 se marcaron hitos significativos. Por un lado, en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se concretó, con GNL Mejillones, la firma de un Contrato de Uso del Terminal (TUA, por su acrónimo en inglés) que permitió la descarga del primer embarque de GNL de Endesa Chile en el norte. Esta operación permitió la suscripción de Contratos de Compraventa de gas con clientes industriales del norte del país y el uso de dicho combustible en las unidades de Endesa Chile conectadas a la red de gasoductos del norte (Taltal y GasAtacama), lo que ha conducido a que Endesa Chile sea hoy el principal comercializador industrial de gas en el Norte del país.

Por otra parte, y en relación a la comercialización de GNL por camiones, durante 2015 se inició la construcción de cuatro plantas satélites de regasificación (PSR), bajo contratos de suministro de largo plazo que Endesa suscribió con las empresas distribuidoras de gas GasValpo (para suministrar en La Serena-Coquimbo, Los Andes y Talca) e Intergas (para suministrar a Temuco). La primera de estas plantas fue inaugurada en el mes de octubre en Talca, convirtiéndose en la primera PSR del país destinada a la gasificación de una ciudad del país no vinculada a la red de gasoductos.

También, en el ámbito del trading de GNL, Endesa Chile realizó su segunda operación internacional, vendiendo a través de Endesa Energía un embarque de GNL a un comprador en Argentina.

Durante el año 2015, el Terminal de Quintero descargó 39 embarques, con un contenido de 3.130 MMm³ de gas natural, de los cuales 1.200 MMm³ correspondieron a Endesa Chile. Cabe señalar que unos 660 MMm³ de gas de otros socios del Terminal también fueron destinados a producción eléctrica, a través de su venta a otros generadores del SIC.

Políticas del Gobierno que Tienen Incidencia Directa en el Sector Eléctrico

De acuerdo con lo consignado en la Agenda de Energía, a mediados del mes de abril, el Ministerio de Energía publica los resultados de la primera etapa del estudio de cuencas del país efectuado en conjunto con la Universidad Católica de Chile y el Consorcio Teco Group. Consciente de la importancia de desarrollar proyectos con recursos propios como los hidroeléctricos y de la dificultad para realizarlos en la actualidad, el estudio tiene como objetivo dar una mayor certeza tanto a los desarrolladores de proyectos como a la comunidad, respecto de la forma en que se avanzará con el desarrollo hidroeléctrico, de modo de establecer procesos más claros, que permitan conseguir una mayor simetría de información entre los actores implicados, de modo de lograr los acuerdos necesarios para su realización. Dentro de esta dinámica, la Agenda de Energía plantea llevar a cabo una planificación territorial energética para el desarrollo hidroeléctrico futuro basado en criterios técnicos, ambientales, económicos y socioculturales, para lo cual esa Agenda se compromete también a realizar un mapeo y análisis global de las cuencas del país, que es el objetivo de este estudio, con la finalidad de identificar, mediante un proceso participativo, las cuencas que tienen prioridad.

Como resultado del estudio, en las 12 cuencas principales ubicadas entre Maipo, (Región Metropolitana) y Yelcho (X Región) el potencial hidroeléctrico es de casi 11.000 MW. En las tres cuencas de la región de Aysén, el potencial resultante es del orden de 4.500 MW. En el contexto de continuar el análisis más detallado de estas cuencas para una segunda etapa, en virtud de la limitación de recursos que dispone el estado para ello, se establece una prioridad de las cuencas que se incluirán en la siguiente fase, a saber: Río BioBío, Río Yelcho, Río Maule, Río Toltén, Río Puelo, Río Valdivia y Río Bueno, las que suman un total de 8.200 MW. Se contempla que esta segunda fase concluiría hacia fines del primer semestre de 2016.

Debido que este estudio se concentra en cuencas donde Endesa Chile posee instalaciones ya operando y cuenta con derechos de agua para desarrollar proyectos futuros en algunas de dichas cuencas, es importante como mantener una participación activa dentro de este proceso, para velar que sus proyectos logren la sustentabilidad y rentabilidad necesaria para poder realizarse.

Aspectos Regulatorios Asociados al Sector Eléctrico: Proyectos de Ley, Reglamentos y Normas Técnicas

Dentro del contexto de la Ley de Interconexión Eléctrica de Sistemas Eléctricos Independientes (Ley N° 20726) de 2014, se da inicio a la construcción del proyecto de interconexión eléctrica entre los sistemas SIC y SING, proyecto que se encuentra desarrollando la empresa E-CL, que contempla la construcción de una línea de doble circuito, de 500 kV, con capacidad de 1.500 MW, que unirá el SING desde la S/E Los Changos, ubicada en Mejillones, con el SIC en S/E Nueva Cardones, que se localiza en las cercanías de Copiapó. Este proyecto se da inicio dentro de lo dispuesto en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, periodo 2014-2015, elaborado por la CNE. Se prevé su puesta en servicio hacia el segundo semestre de 2018.

El 29 de enero de 2015 se publicó la Ley 20.805, que modificó el proceso de licitaciones para el suministro de las empresas de distribución (EEDD), cuya finalidad es perfeccionar el sistema de licitaciones, destrabar las inversiones en el sector, aumentar competitividad y disminuir los precios de suministro. La principal modificación incluida en esta ley consiste en que el Estado (CNE) asume la responsabilidad de licitar y asegurar el suministro de los clientes regulados de las EEDD. Si bien las licitaciones se conciben para suministro de largo plazo, la CNE puede realizar licitaciones de corto plazo para resolver problemas de suministro de EEDD sin contratos. También contempla tratamientos especiales para el caso de licitaciones que se respalden con nuevos proyectos de generación y por tipo de tecnologías de generación (ERNC). Dentro del marco de esta ley, en el mes de abril, la CNE publicó el Informe Técnico definitivo de Licitaciones, el cual contiene un análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias de servicio público de distribución sujetas a la obligación de licitar para el período 2015-2030. Además, incluye el análisis de la situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica en ese período relevante y una proyección de los procesos de licitación de suministro que deberían efectuarse dentro de los próximos cuatro años. Como resultado de este estudio, la CNE elabora y publica bases de licitación para dos procesos de

suministro a empresas de distribución. El primero durante el mes de mayo, por un suministro total de 13.750 GWh/año destinados a consumos regulados que se inician, una parte en 2021 y la otra, el año 2022. En ambos casos, por un período de 20 años y que se licitará en abril de 2016. Las bases para el otro proceso se publicaron en el mes de junio por un suministro de 1.200 GWh/año, con una estructura de oferta de bloques horarios muy ajustada a las necesidades de los generadores ERNC, cuyos consumos se inician el 2017 por un período de 20 años, el cual se adjudicó en octubre de 2015, con un precio promedio que bordeó los 79 US\$/MWh.

Durante el mes de junio ingresó al Congreso para su trámite legislativo, el proyecto de ley de Equidad Tarifaria, el cual plantea un mecanismo para acortar la brecha entre los clientes residenciales que pagan cuentas con tarifas altas y los que pagan con tarifas baja. El proyecto ingresado, propone que la cuenta más alta no sea superior a un 10% de la cuenta promedio a nivel nacional. El objetivo es que las rebajas serán financiadas por todos los clientes regulados excepto en el caso de los clientes residenciales en el que sólo concurrirán a este financiamiento los consumos por sobre 180 kWh/mes con cuentas bajo el dicho promedio. También propone establecer un descuento en las tarifas reguladas para las comunas intensivas en generación eléctrica acorde con su capacidad instalada y número de clientes, rebajas que serían absorbidas por comunas no intensivas en generación. De acuerdo con lo definido en este proyecto, la generación no participará en dicho sistema de compensaciones. Al cierre del ejercicio, el proyecto se encuentra en el Primer Trámite Constitucional (Senado) con una aprobación general del Senado en el mes de octubre.

En línea con el compromiso asumido en la Agenda de Energía, en el mes de agosto ingresa al Congreso para su trámite legislativo el proyecto de ley que establece Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Para el caso de la transmisión eléctrica, el

proyecto considera una nueva definición funcional de los sistemas de transmisión que reemplaza las actuales definiciones de Troncal, Sub transmisión y Adicional por las de Nacional, Zonal y Polos de Desarrollo y Dedicada, cuyo objetivo declarado es fomentar que se ejecute la capacidad de transmisión suficiente a nivel nacional y zonal, que permita facilitar el desarrollo de la generación según su localización y tecnología. Además, propone un nuevo esquema de remuneración de la transmisión en base a cargos fijos pagados por la demanda. En el caso del Coordinador Independiente, el proyecto modifica su estructura actual, disponiendo lo siguiente: i) -Se modifica la estructura del Directorio por un Consejo Directivo, compuesto por 7 miembros y elegido por un Comité especial de Nominaciones (6 miembros, provenientes principalmente de organismos del estado) y ii).- Mantiene su responsabilidad actual de coordinar la operación del sistema y determinar las transferencias del mercado spot y agrega como nuevas funciones la de monitorear la competencia y garantizar la cadena de pago y iii).- Supone la interconexión SIC-SING, por cuanto se propone un organismo para ambos sistemas. Además esta Ley incluye una regulación de los Servicios Complementarios y un sistema de Planificación Energética que se realiza cada cinco años para un horizonte de treinta años, que incluirá definición de escenarios de largo plazo, identificación de polos de desarrollo, participación ciudadana en esta actividad y otros. Una característica de este proyecto, es que aumenta en forma importante las atribuciones técnicas de la CNE.

Cabe mencionar que dicho proyecto de Ley ha sido sometido a un proceso de discusión pública por la CNE, en el cual Endesa Chile ha tenido una participación activa ya sea en forma directa integrando algunos comités organizados por la CNE o en forma indirecta a través de la Asociación Gremial de Generadoras de Chile, de la cual Endesa Chile es miembro.

Acciones de Endesa Chile durante 2015

Para Endesa Chile ha sido una preocupación permanente mantener los elevados estándares de disponibilidad, eficiencia y seguridad en la operación de sus centrales, con la finalidad de mantener su posición de liderazgo en la industria eléctrica. Su excelente nivel operativo se puede constatar, entre otros factores, por los siguientes hechos ocurridos durante el año 2015:

- > Todo el parque generador está certificado en las normas ISO14.001 y OHSAS 18.001, excepto Bocamina II, respecto de la cual está proyectado para el año 2016.
- > En el contexto de la modernización de las unidades, en específico respecto al telecontrol de las unidades hidráulicas, durante el año 2015 las centrales Cipreses, Isla y Ojos de Agua pasaron a ser telecontroladas desde el Centro de Explotación Nacional de Endesa Chile (CEN). Estas centrales se sumaron a las centrales Pehuenche, Curillinque, Loma Alta, Rapel, El Toro, Antuco, Abanico, Los Molles, Sauzal y Sauzalito que ya estaban siendo telecontroladas desde el CEN. Esto significa que se controla de manera remota, desde el edificio corporativo, 2.280 MW de generación hidráulica, que constituyen aproximadamente el 66% de las centrales hidráulicas de Endesa (el 35% de la potencia instalada de centrales hidráulicas en el país).
- > En concordancia con la política de mejoramiento de los estándares de disponibilidad y de aseguramiento de la vida útil de las unidades generadoras, en el mes de julio se cambió el bobinado estático del generador de la unidad N°1 de central Isla.
- > Durante el año 2015 se continuó con la práctica de certificar anualmente la capacidad de partida autónoma de las unidades generadoras que tienen esa particularidad. Durante el año se certificaron 27 unidades de las 33 que tienen la capacidad de partida autónoma.
- > En mayo se terminó el overhaul del generador de la unidad 1 de la central Bocamina. El cual incluyó el reemplazo del bobinado del estator, de los anillos de retención del rotor y del sistema de excitación del generador incluyendo el transformador de excitación. Adicionalmente se reemplazaron las válvulas de cierre rápido de la turbina y todos los tubos del condensador de la turbina.
- > Durante el segundo semestre se realizaron overhaul a las turbinas de gas y de vapor de los dos ciclos combinados de central San Isidro y se desarrolló un programa de inspección mediante técnicas de ensayos no destructivos a las dos calderas recuperadoras (HRSG) y al piping de las turbinas a vapor.
- > En el mes de diciembre, en el contexto de utilizar los más avanzados medios disponibles para el mantenimiento y seguridad de obras tan importantes como las presas de embalses, se efectuó la inspección de la presa Ralco con un ROV, robot que opera bajo el agua y que es operado



remotamente desde la superficie. Esta presa es la más alta de Endesa en Chile significó que el ROV se sumergiera hasta más de 110 metros de profundidad, constatando que la presa Ralco se encuentra en buenas condiciones de conservación y seguridad.

- > En el contexto del proyecto de eliminación de asbesto presente en las centrales generadoras, en marzo de 2015 se dio término al retiro en la primera unidad del Complejo Bocamina, declarándola así como central libre de asbesto. Adicionalmente, se iniciaron los estudios orientados a retirar, durante el año 2016 el asbesto presente en las centrales Tarapacá y Huasco y en dependencias de las centrales Ralco y Pangué.
- > En el contexto del Plan Social y Técnico de central Bocamina, se instalaron filtros de alta tecnología en las tomas de agua de mar para la refrigeración de ambas unidades. Esto con el propósito de minimizar la aspiración de biota desde el medio marino.
- > En el primer semestre finalizaron las obras asociadas a la modificación y reemplazo de equipos de la unidad N°1 de central Bocamina que permitieron cumplir con los límites de emisiones de NO_x que establece la nueva norma de emisiones. El proyecto consistió principalmente en reemplazar los quemadores originales por quemadores de bajo NO_x , modificaciones en los molinos de carbón, en los precalentadores de aire, en el sistema de distribución de aire y la implementación de un nuevo sistema de control e instrumentación de la caldera.
- > Durante el primer semestre también finalizó el montaje del sistema de desulfuración de gases de escape de la unidad N°1 de central Bocamina. Este desulfurizador contempló la instalación de un equipo para absorber desde los gases de caldera el SO_2 mediante lechada de cal pulverizada, siendo extraído como un sólido que es almacenado en tolvas para su disposición posterior.
- > Durante el año se iniciaron los trabajos de montaje de equipos del sistema de desulfuración de central Tarapacá. La puesta en servicio del desulfurizador está programada realizarse durante la parada de planta planificada para el mes de abril del año 2016

En el Ámbito Comercial

Las acciones comerciales efectuadas por Endesa Chile durante el año 2015 estuvieron ordenadas con su política comercial, cuyo propósito fue armonizar el logro conjunto de los siguientes objetivos: mantener el liderazgo en la industria, administrar adecuadamente el riesgo y la rentabilidad de la compañía en la condición desfavorable de 2015 para el SIC, cumplir con la acciones de su política permanente de fidelización con clientes y lograr una mayor eficiencia en la gestión comercial interna. Las acciones principales realizadas se indican a continuación.

Respecto de la gestión de contratos con clientes se alcanzó acuerdo y firma de nuevos contratos de suministro de electricidad, Inchalam, Masisa planta Mapal, con CGED para algunos de sus clientes libres y ACF Minera. Por otra parte, y de acuerdo con lo que estaba previsto contractualmente durante 2015 finalizaron los siguientes suministros, todos el 31 de diciembre de 2015: Compañía Minera del Pacífico; Compañía Siderúrgica Huachipato, Compañía Exploradora de Minas; y Contrato con CGED para algunos de sus clientes libres.

En otro ámbito se lograron acuerdos para el suministro de gas natural a Codelco, Soquimich y Altonorte, alcanzando Endesa Chile la primera posición del mercado industrial en el Norte Grande. Asimismo, durante 2015 se inició el suministro de agua desmineralizada a Molyb, filial de Codelco, en Mejillones.

Respecto de las gestiones de fidelización, en septiembre se realizó una visita con clientes a la central Rapel. Durante el mes de diciembre recién pasado, se realizó la encuesta de satisfacción de clientes 2015 cuyo resultado arrojó un Índice de Satisfacción del Cliente de 16,8 puntos, lo que indica que mantienen una percepción favorable del servicio, incluso mejor que durante 2014 cuyo resultado fue de 16,6. Los aspectos mejor evaluados, al igual que en años anteriores, fueron los que se refieren al staff comercial lo cual indica una buena opinión respecto de los ejecutivos de clientes; y el proceso de facturación que cada vez se torna más complejo.

Proyectos en Construcción y Optimización de Endesa Chile

Proyecto Los Cóndores

El proyecto Los Cóndores, central hidroeléctrica de pasada, ubicada en la comuna de San Clemente, provincia de Talca, Región del Maule, consiste en la construcción de una central de potencia nominal de 150 MW, a través de dos unidades pelton de eje vertical, con un caudal máximo de 28 m³/s, factor de planta del 48% y con una energía media anual esperada de 642 GWh. El proyecto considera un túnel de aducción de 12 km, una chimenea de equilibrio (127 m), un pique vertical (470 m), un túnel inferior en presión (1,7 km) y una caverna de máquinas, donde se alojarán los equipos de generación. La central se conectará al Sistema Interconectado Central (SIC) mediante una línea de transmisión de 87 Km (2x220kV) en la S/E Ancoa.

Durante julio de 2015, se llevaron a cabo en el laboratorio de la firma Voith Hydro en la ciudad de Heidenheim en Alemania, las pruebas del modelo reducido de las turbinas. Los resultados obtenidos fueron satisfactorios y permitió liberar el diseño hidráulico, dándose inicio a los diseños de detalle de los equipos de generación principal, proceso que tomará aproximadamente ocho meses.

En agosto de 2015 Endesa Chile participó de las pruebas de armado en fábrica de la tuneladora (Tunnel Boring Machine), que se utiliza para realizar la construcción del túnel de aducción del proyecto y que ha sido fabricada por Robbins (Ohio, EE.UU.), bajo la supervisión del contratista de obras civiles Ferrovial Agroman. Hacia fines del 2015 llegó al sitio de obra la totalidad de los componentes de la tuneladora, encontrándose la preparación de ingreso en pleno desarrollo.

Respecto de la línea de transmisión, actualmente se dispone de acuerdos de servidumbres firmadas para un equivalente a 218 estructuras que es igual al 73,6% del total de estructuras. Además, se dio inicio al proceso de notificación y publicación de la Concesión Eléctrica Definitiva (CED) luego de que el 09/12/2015 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) emitiera la resolución otorgando la admisibilidad de la concesión presentada por Endesa Chile.

Los principales avances del proyecto en el año 2015 fueron:

- > En enero de 2015 se finalizaron los primeros 10 metros del Túnel Ventana Lo Aguirre.
- > En abril de 2015 terminó la excavación del Túnel de Acceso a la Caverna de Máquinas (390 m longitud).
- > En julio de 2015 se efectuaron las pruebas del modelo reducido de las turbinas.
- > En agosto de 2015 finalizó la excavación de la Galería Auxiliar al Túnel de Descarga (141 m longitud).
- > En septiembre de 2015 finalizaron las excavaciones de los túneles de descarga de ambas unidades generadoras que conectan la caverna de máquinas con el túnel de descarga principal de la central.
- > El noviembre de 2015 se dio término a la excavación de la caverna de máquinas.
- > En diciembre de 2015 se completó el montaje, en el exterior del túnel, del escudo completo de la tuneladora, con lo que se da inicio a los preparativos de la logística para ingresar el equipo al interior del túnel.
- > A diciembre de 2015 se han completado 70 fundaciones para estructuras de la línea de transmisión, con un avance en la construcción de 13,55% y suministros de 55,8%.



Optimización Central Bocamina Segunda Unidad

El proyecto Ampliación Central Bocamina, segunda unidad, ubicado en la comuna de Coronel, provincia de Concepción, Región del Biobío, consiste en la instalación de una unidad térmica a carbón de 350 MW, contigua a la actual central Bocamina, que utiliza como combustible carbón pulverizado bituminoso. La nueva unidad se conecta al Sistema Interconectado Central (SIC), mediante el enlace con la S/E Lagunillas que ha desarrollado Transelec.

El 30/01/2015 se ingresó al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) la Adenda N°2 del proyecto "Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad" y el 02/04/2015 el SEA publicó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA), aprobada el 16/03/2015 por la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región del Biobío.

Posteriormente, luego de una resolución emitida el 20/05/2015 por la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), donde se pronuncia positivamente sobre la solicitud de calificar la solución de filtros y mallas en la succión de las aguas de refrigeración, Endesa Chile comienza con el proceso de reinicio de operaciones del complejo Bocamina.

Durante los meses de mayo y junio finalizaron los trabajos de terminaciones en la central correspondientes a los contratos "Término de pendientes Mecánicos y Eléctricos de Comisionamiento", adjudicado a la empresa Mavitec, y "Término de Pintura y Aislación Bocamina II", adjudicado a la empresa Akeron Caf.

El 30 de junio de 2015 a las 19:30 horas la segunda unidad de la central Bocamina se declaró en operación comercial y quedó disponible para el despacho por parte del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), después de un periodo de pruebas operacionales que se inició la primera semana de junio.

En temas jurídicos, el 29 de enero de 2015 Endesa Chile aprobó el acuerdo realizado con el Consorcio Tecnimont-SES, mediante el cual se puso término al arbitraje interpuesto en la Cámara de Comercio Internacional (CCI), por el cumplimiento de las obligaciones pactadas en el contrato "Proyecto Ampliación Central Bocamina".



Proyectos en Estudio de Endesa Chile

Central Hidroeléctrica Neltume



El proyecto Neltume se ubica en la Región de Los Ríos (XIV Región), en la parte alta de la cuenca del río Valdivia. El proyecto Neltume consiste en una central hidroeléctrica de pasada de 490 MW de potencia instalada. Se conectará al SIC a través de una línea de transmisión de 42 kilómetros en 220 kV desde Neltume hasta Pullinque.

La Compañía retiró, el 29 de diciembre de 2015, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la central, el que se encontraba en Evaluación Ambiental en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Los Ríos. Esta decisión compete sólo al proyecto central Neltume y no al proyecto de transmisión, el que sigue su curso de tramitación en el SEA.

El nuevo diseño para un posible proyecto requerirá una serie de estudios técnicos y ambientales adicionales, proceso que se llevará adelante generando espacios de colaboración y visiones comunes, en todo lo posible, con las comunidades y autoridades locales. El propósito de Endesa Chile es lograr un desarrollo del proyecto de un modo armónico con el entorno territorial, social y ambiental, en línea con los requerimientos energéticos de la región y del país.

En el área social, Endesa Chile ha establecido un modelo de trabajo permanente con las comunidades y localidades donde se ubican sus plantas y proyectos, apoyando mesas y promoviendo fondos concursables para que sea la propia comunidad y sus integrantes quienes definan qué proyectos desarrollar, sobre la base de sus intereses y necesidades.

Taltal, Cierre a Ciclo Combinado



El proyecto consiste de la instalación de una turbina a vapor para convertir la planta de ciclo abierto de Taltal a gas en una planta de ciclo combinado, lo que permitirá usar el vapor generado por las emisiones de calor de las turbinas a gas para producir energía, mejorando considerablemente su eficiencia. La planta Taltal está ubicada en la Región de Antofagasta (II Región). Actualmente la planta existente de Taltal dispone de dos turbinas a gas de 120 MW (capacidad neta) cada una. La potencia adicional que se agregaría a la turbina a gas sería de aproximadamente 130 MW y, por lo tanto, la central Taltal podría alcanzar una potencia total de 370 MW (neta). La energía producida sería entregada al SIC a través de la línea existente de 220 kV, doble circuito, Diego de Almagro – Paposo.

En diciembre de 2013 se entregó al SEA, para su aprobación, una Declaración de Impacto Ambiental ("DIA") por un proyecto optimizado. La principal modificación se refiere al cambio del sistema de refrigeración, el cual originalmente estaba diseñado como un sistema húmedo (utilizando agua de mar) y está siendo modificado hacia un sistema de refrigeración seco. Durante el segundo trimestre se ingresó al SEA la Adenda No. 2, en respuesta a la ronda de consultas levantada por dicho organismo tras el ingreso de la primera Adenda. En el tercer trimestre el SEA emitió su tercer set de observaciones (únicamente tres) cuya respuesta (Adenda No. 3) Endesa ha decidido posponer hasta fines de 2016, de modo de generar espacios e instancias de diálogo y trabajo colaborativo en conjunto con la comunidad, y así construir una relación colaborativa y transparente que permita avanzar en acuerdo con las comunidades.

El proyecto está siendo financiado con recursos generados internamente.

Terrenos Reservados para Futuros Proyectos

A diciembre de 2015 Endesa Chile mantiene bienes inmuebles (terrenos) por una superficie total de 250 hectáreas aproximadamente, destinados a ser utilizados en proyectos termoeléctricos e hidroeléctricos. Estos bienes se ubican en la Región de Atacama (208,9 hectáreas) y en la Región de Los Lagos (42 hectáreas).

Distribución Eléctrica Chile

Enerjis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Chilectra, en la cual posee directamente, el 99,1% de la propiedad. La participación consolidada de mercado de nuestras filiales de distribución en Chile, Chilectra, Luz Andes y Colina, se situó en torno al 40%.

El área de concesión de Chilectra es una zona de alta densidad de consumo, toda vez que en ella se concentra una proporción importante de la población del país y también alberga a una alta concentración de actividades empresariales, parques industriales, pequeña industria y comerciales.

Otros grupos de distribuidoras de energía eléctrica que participan en el sistema eléctrico son: Chilquinta Energía, CGE Distribución, Sociedad Austral de Electricidad y Empresa Eléctrica de la Frontera.

Chilectra



Chilectra es la empresa de distribución de energía eléctrica más grande de Chile en términos de ventas de energía. Opera en 33 comunas de la Región Metropolitana y su zona de concesión abarca más de 2.105 km², incluyendo las áreas comprendidas por sus filiales. Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda.

En 2015, la compañía entregó servicio de energía eléctrica a 1.780.780 clientes, 2,5% más que en 2014. Del total,

89,5% corresponden a clientes residenciales, 7,8% a comerciales, 0,7% a industriales y 2,0% a otros. Asimismo, durante 2015, Chilectra vendió 15.893 GWh a sus clientes finales, lo que representó un aumento de 1,3% respecto a 2014.

Durante el ejercicio, Chilectra cumplió satisfactoriamente el Plan de Pérdidas elaborado e implementado para mantener las pérdidas en niveles económicamente aceptables. Dichas pérdidas permanecieron prácticamente invariante respecto al año 2014, registrando a diciembre un indicador TAM de 5,31%.

Las tarifas de distribución se fijan cada cuatro años, sobre la base de estudios de costos realizados por empresas consultoras especializadas. La Comisión Nacional de Energía (CNE) establece áreas típicas de distribución, y de cada área típica selecciona una empresa de referencia, a partir de la cual los consultores deben diseñar una empresa modelo eficiente.

La última fijación de distribución está vigente desde noviembre de 2012 para el período 2012-2016.

Actividades y Proyectos en Distribución

Redes Inteligentes

Automatización de la Distribución

- > Se integraron 155 equipos telecontrolados a la red de Media Tensión, con lo que el parque total de equipos operados desde el Centro de Control supera actualmente las 700 unidades.
- > Se implementó la primera etapa del Sistema de Telecontrol de Media Tensión (STM), correspondiente a un SCADA dedicado para el control y supervisión remoto de los equipos de telecontrol instalados en la red.
- > Se desarrolló la ingeniería para la implementación de una plataforma de telecomunicaciones propietaria empleando tecnología DMR (Digital Radio Mobile), destinada mejorar la disponibilidad y cobertura de equipos de telecontrol, la cual se empezará a implementar durante el año 2016.

Todo lo anterior, sumado a otras iniciativas asociadas, están permitiendo a nuestros clientes disfrutar de un nivel de calidad de servicio de alto estándar y de nivel internacional en la duración de las fallas.

Monitoreo en Subestaciones de Interconexión en Media y Baja Tensión

Las nuevas tecnologías de generación limpias y renovables, distribuidas a nivel de Media y Baja Tensión, tales como sistemas de generación fotovoltaico y los sistemas de protección, representan un aporte importante para la sociedad en términos de reducción de CO₂ y de abrir nuevas oportunidades de fuentes energéticas. Su incorporación a la red, posible gracias al marco regulatorio vigente desde el año 2014, ha conllevado la implementación de ajustes en los procedimientos y protocolos de trabajo en terreno para garantizar la seguridad del personal y de las instalaciones.

También gracias al upgrade de la plataforma de medición ION Enterprise ha sido posible realizar el monitoreo en subestaciones de interconexión, efectuando diariamente telemedición de gases, temperatura y humedad de los Transformadores de las SS/EE Cerro Navia, Los Almendros, Buin, Brasil, Lord Cochrane, El Salto, Vitacura, Chena, Lampa, Santa Raquel, Macul (unidad 6), Cisterna (Unidad 3), San Cristóbal y El manzano, alcanzando 8021 registros efectuados. En este ámbito, en Chilectra se desarrollaron y publicaron durante el año 2015 normativas técnicas de señalización y seguridad a nivel de Media y Baja Tensión, atendiendo estas nuevas condiciones de trabajo.

Lectura por Radiofrecuencia y clientes telemedidos

En 2015 se mantuvo el proceso de lectura de medidores mediante Radiofrecuencia (RF), completándose una lectura para 30.606 clientes y un total de 1.320 usuarios cerrados (no leídos), aumentando el número de lecturas mediante este medio con respecto al año anterior, lo que da solución al problema de leer los medidores en domicilios sin moradores, pero que permite además disminuir la tasa de accidentabilidad, debido a que esta tecnología logra realizar lecturas a distancia, evitando así el riesgo de realizar lecturas en altura.

En cuanto a los clientes telemedidos, en 2015 se pudo leer una totalidad de 225.412 usuarios y 890 cerrados. Esta tecnología permite la lectura remota de los medidores y la posibilidad de detectar irregularidades, posibilitando así una rápida solución que permita mantener la excelencia en el servicio.



Proyectos de Eficiencia Energética

“Full Electric” y “Solar Electric”

Durante el año 2015 se firmaron diversos acuerdos “Full Electric” con las inmobiliarias Santolaya, Cidepa, Euro, EBCO, Sinergia, entre otras. Durante el año 2015 las ventas de este producto inmobiliario alcanzaron aproximadamente MM\$1.800 neto.

También se firmó un acuerdo comercial “Full Electric 2.0” con la Inmobiliaria Cidep. Bajo este concepto se contempla una solución de agua caliente sanitaria a través de bombas de calor, kit eléctrico de cocina y calefacción, además de la prestación del servicio eléctrico para cada departamento, y una solución para alumbrado público, todo incluido en un solo edificio. Este proyecto se transformará en uno de los mayores con solución de agua caliente sanitaria eléctrica para uso residencial en el Gran Santiago.

Al cierre del año 2015 ya se encuentran en acuerdo diversos proyectos “Full Electric” con inmobiliarias, que se ejecutarán durante el año 2016. Entre las inmobiliarias y constructoras se encuentran Cidepa, Santolaya, Suksa, Fundamenta, entre otras.

En el año 2015 los departamentos Full Electric representan el 43,6% del mercado de departamentos nuevos construidos en Santiago. De esta manera, a diciembre 2015 existen cerca de 105.000 departamentos Full Electric en la Región Metropolitana, principalmente en las comunas Centro y Centro Oriente.



Proyectos con Energía Solar

En el marco del trabajo colaborativo de Chilectra junto al Ministerio de Energía se ha participado en diversas instancias a lo largo del año 2015. Mesas de trabajo para levantar el mercado, entrega de información para estudios específicos y para el desarrollo de plataformas de información para la comunidad en general.

Otra línea de trabajo se ha desarrollado con el objetivo de elaborar nuevos instrumentos de financiamiento incluyendo el segmento de MiPymes.

A partir de la publicación de la ley Net Billing, que regula la auto generación de clientes y la inyección de energía a la red de distribución, Chilectra mantiene disponibles soluciones fotovoltaicas para clientes residenciales. También se ha desarrollado una oferta paquetizada para clientes no residenciales con potencias que van desde los 4,5kWp, 13kWp y 17kWp.

Se destaca la comercialización de soluciones fotovoltaicas a clientes industriales, del sector de servicios y residenciales. La Compañía ya lleva acumulados 96,5kWp de potencia instalada durante el año 2015 en paneles fotovoltaicos, generando energía eléctrica con fuente renovable.

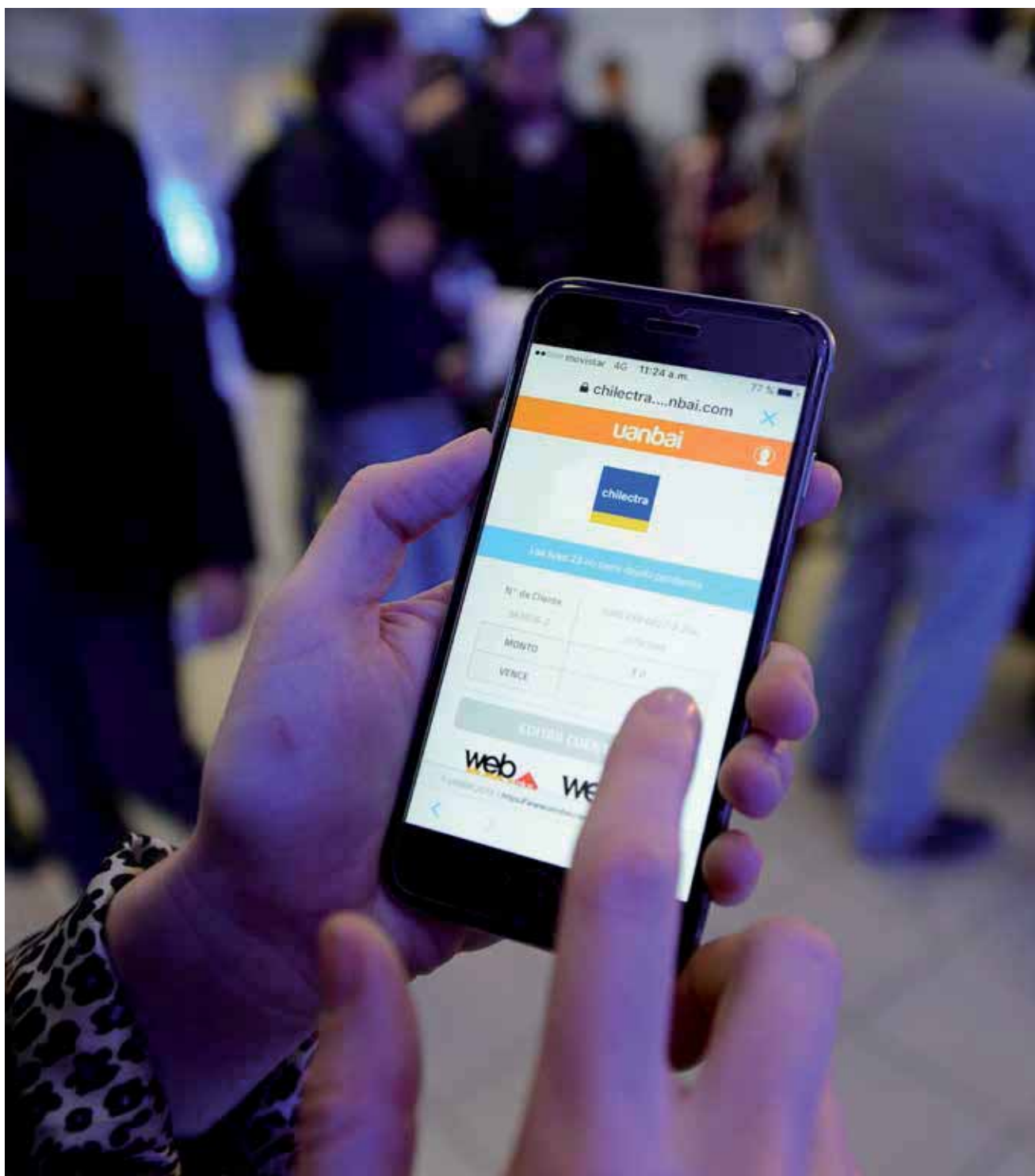
En el marco de la Ley de Net Billing, Chilectra ha puesto en servicio la conexión a la red de 23 clientes, entre los cuales se destaca el Colegio Suizo, como primer cliente conectado, y el Instituto Teletón.



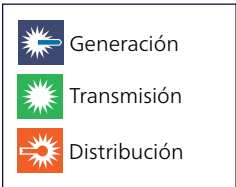
Aplicación Chilectra para Smartphones

En el ámbito de la aplicación para celulares, que permite disponer de una serie de funcionalidades a los clientes en sus teléfonos celulares, sumado a las funcionalidades que ya ofrece la aplicación como: resumen de la cuenta, contacto con la Compañía, estado de suministro, acceso a nuestras redes sociales, ingreso de lectura, se ha incorporado:

- > Incorporación del pago de la cuenta de la luz.
- > Rediseño de la aplicación para que cualquier usuario pueda acceder a sus funcionalidades.
- > Simplificación en la navegación.
- > Incorporación completa de la información del suministro, con los datos mensuales de consumos, pagos y descarga de la boleta.
- > Envío por mail de comprobante de pago.







Central Termozipa	
Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	236 MW

Central Cartagena	
Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	208 MW

Central Paraíso	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	277 MW

Central Limonar	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	18 MW

Central Tequendama	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	20 MW

Central Salto II	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	35 MW

Central Darío Valencia	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	150 MW

Central Charquito	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	20 MW

Central La Guaca	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	325 MW

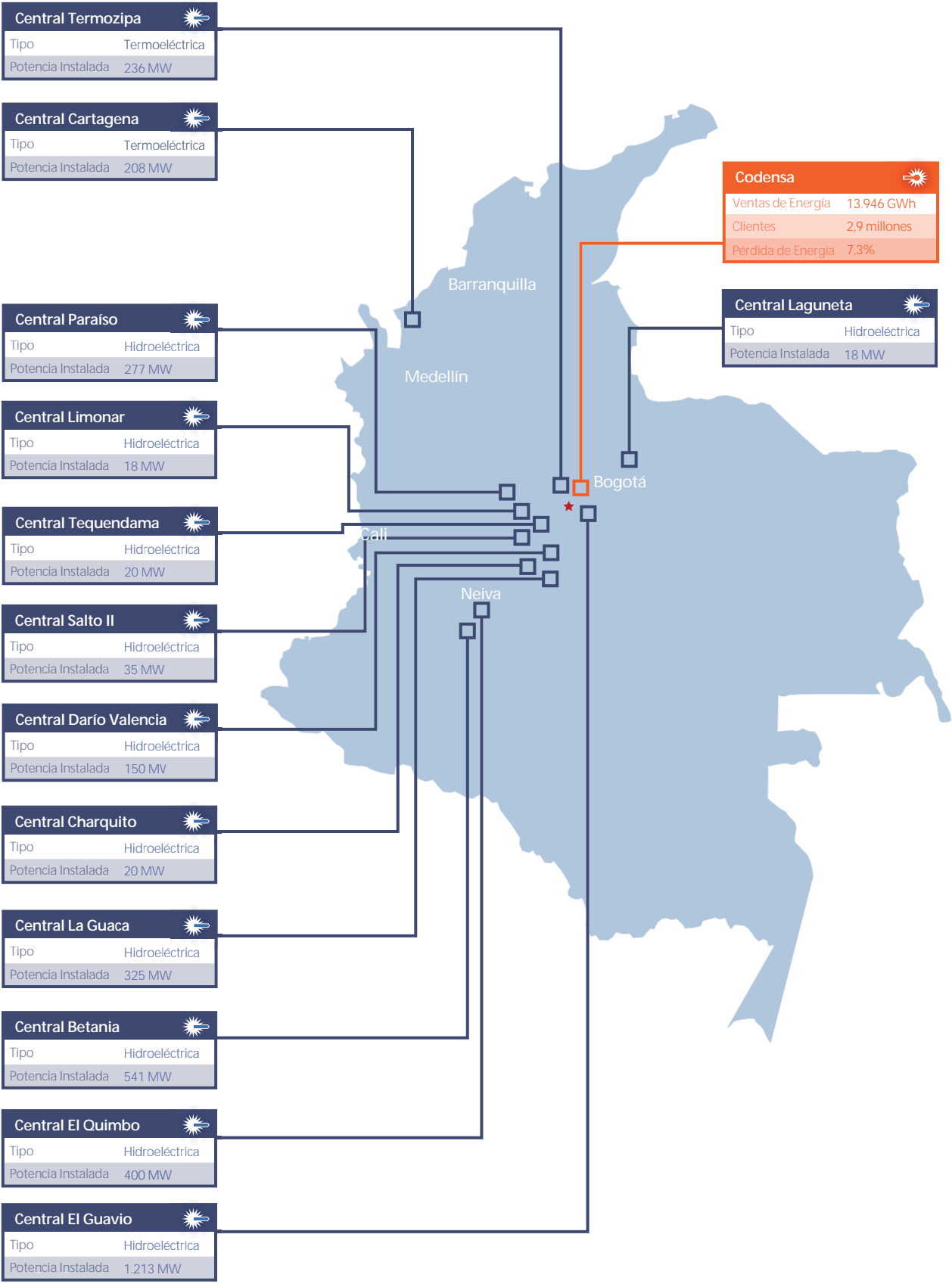
Central Betania	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	541 MW

Central El Quimbo	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	400 MW

Central El Guavio	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	1,213 MW

Codensa	
Ventas de Energía	13,946 GWh
Clientes	2,9 millones
Pérdida de Energía	7,3%

Central Laguneta	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	18 MW



Generación Eléctrica

Enersis participa en la generación de energía eléctrica a través de Endesa Chile y su filial Emgesa, en la cual controla, directa e indirectamente, el 37,7% de la propiedad (participación económica).

Esta empresa posee una potencia instalada que representó en 2015 el 21% de la capacidad de generación eléctrica de ese país, al incluirse durante este año la planta hidroeléctrica El Quimbo.

La generación eléctrica del Grupo Enersis en Colombia alcanzó el 21% del total generado en dicho mercado. Por su parte, las ventas físicas de energía representaron el 19% del total vendido.

Otras generadoras conectadas al sistema eléctrico colombiano son: Empresa Pública de Medellín, Isagen, Corelca, EPSA y Chivor.



Emgesa

El 1 de septiembre de 2007 se llevó a cabo la fusión de las sociedades colombianas Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., quedando esta última como sociedad absorbente, quien modificó su nombre a Emgesa S.A. E.S.P.

Es la mayor empresa de generación eléctrica de Colombia, situada en el entorno de la ciudad de Bogotá. La conforman 13 centrales que totalizan una potencia de 3.059 MW, entre

las cuales se encuentra El Guavio, de 1.213 MW, la central hidroeléctrica más grande de ese país. De las 13 centrales existentes, 11 son hidroeléctricas y dos térmicas.

La generación neta fue de 13.705 GWh, mientras que las ventas totales alcanzaron 16.886 GWh.

Actividades y Proyectos



Contexto Hidrológico Favorable para Emgesa en 2015

La oferta de energía eléctrica en Colombia en 2015, de manera similar a lo sucedido en 2014, se caracterizó por presentar condiciones relativamente secas, reflejadas en aportes hidrológicos en los embalses del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de 89,6% con respecto a la media histórica (en 2014 los aportes hidrológicos fueron de 93,3% con respecto a la media histórica). Los aportes hidrológicos inferiores a la media histórica, junto con la ocurrencia del fenómeno de El Niño, que empezó a manifestarse con mayor fuerza a partir del mes de septiembre, ocasionó que el precio de bolsa superara el precio de escasez. Así, el precio promedio año fue 378,2 \$/kWh (incremento de 68% con respecto a 2014) influenciado principalmente por precios altos presentados hasta el 17 de octubre. Se destaca que el precio de bolsa alcanzó un máximo de 2.817 \$/kWh (octubre 5, periodo 9).

Este comportamiento condujo a que la CREG estableciera un techo al precio de bolsa (75% del costo del primer escalón de racionamiento - Res. CREG 172 de 2015).

En este contexto, el margen variable del año 2015 de Emgesa fue COP \$1.918,3 millones, superior en 3,1% al presentado en el mismo periodo de 2014. Este resultado se vio favorecido por una generación anual de 13.705 GWh, presentándose un crecimiento de 0,5% con respecto al año anterior.

Se destaca que a pesar de las condiciones hidrológicas del Sistema, la hidrología de Guavio fue del 116,9% con respecto a la media histórica.

Efectiva Gestión de Mantenimiento en las Centrales de Generación e Hitos de la Gestión de Producción en 2015

En el 2015 la generación de energía neta alcanzó un incremento del 0,8% con respecto al 2014. Esto es el resultado de una efectiva gestión técnica en las centrales de generación que incluye una adecuada planeación y ejecución de mantenimientos preventivos y correctivos. El Índice de Disponibilidad total del parque generador en el 2015 fue de 91,2% con un incremento de +0,3% comparado con el 2014.

Como hitos relevantes de la gestión de producción en el 2015, es importante destacar que tres de nuestras centrales de generación superaron su record de generación histórica

anual: la Central Guavio generó 6.603 GWh ($\Delta+5,8\%$ del registro que se tenía en el 2012 con 6.241GWh) gracias al desarrollo de proyectos especiales para la optimización del recurso hídrico, la central Termozipa generó 1.150 GWh ($\Delta+15,9\%$ del registro que se tenía de 1997 con 992 GWh) y la Central Cartagena generó 362 GWh ($\Delta+50,8\%$ del registro que se tenía del 2010 con 240 GWh). El incremento en la generación térmica reflejó la efectiva gestión de mantenimiento en las centrales al responder adecuadamente ante el requerimiento del Sistema Interconectado Nacional por el fenómeno de El Niño.



Sentencia Acción Popular Río Bogotá

En el mes de abril de 2014 se conoció el fallo de segunda instancia, en el que el Consejo de Estado resolvió la acción popular encaminada al saneamiento del Río Bogotá y el embalse del Muña. Los siguientes son los aspectos más relevantes de la sentencia para los intereses de EMGESA:

- > Se determinó que EMGESA no tiene responsabilidad en el daño ambiental ocasionado en el recurso hídrico del Río Bogotá.
- > La alternativa seleccionada por el órgano judicial para la descontaminación del Río Bogotá es aquella compatible con el proceso de generación de energía eléctrica.
- > El fallo reconoce y valida los acuerdos, convenios suscritos y recursos ya apropiados para la construcción de la planta de tratamiento Canoas y su estación elevadora. Emgesa y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EAAB) deberán cumplir el convenio interinstitucional 9-07-10200-0688-2011 (Aportes para la construcción de la Estación Elevadora Canoas).
- > Se ordenó a Emgesa, mientras dure la concesión de aguas para la generación de energía eléctrica en el embalse del Muña, financiar la operación y mantenimiento de la estación elevadora de Canoas.
- > Se declaró que la diferencia en la actualización de los aportes económicos asumidos en el marco de los convenios y acuerdos suscritos para la financiación de las obras, actividades, planes, proyectos y programas para la gestión integral de la cuenca hidrográfica del río Bogotá, estará a cargo de cada una de las entidades involucradas, en el porcentaje que corresponda de acuerdo con su participación y compromisos adquiridos en los mismos.
- > Se ordenó al Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), en coordinación con el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), que en el término de 24 meses desarrolle y adopte una metodología específica para la estimación del caudal ambiental y ecológico del Río Bogotá.
- > Se ordenó a EMGESA y a la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), coordinar con la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), la realización de todas las actividades necesarias para la operación y mantenimiento del embalse del Muña (dragado, disposición de lodos, operación y mantenimiento del sistema de aireación, cosechas y disposición de buchón).
- > Como consecuencia de lo anterior durante 2015 en conjunto con EEB y con coordinación de la CAR se desarrollaron actividades de operación y mantenimiento del embalse del Muña (dragado y gestión de lodos, mantenimiento de orillas, monitoreos, entre otras. En el mismo sentido, la CAR concedió un plazo de 18 meses para la elaboración de un plan de manejo ambiental para el embalse.
- > Con respecto a la estación elevadora Canoas se trabajó en la revisión final de los pliegos para iniciar la licitación de la contratación de los diseños de la ingeniería necesaria para la construcción de la Estación Elevadora, suministro de equipos, pruebas y puesta en marcha, licitación que realizará la Empresa de Acueducto de Bogotá en 2016.

Gestión concesiones de aguas para la generación de energía eléctrica

Durante 2015 se realizaron gestiones ante la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca -CAR- para la modificación y ampliación de la concesión del río Bogotá. Como resultado de lo anterior, se entregó a la CAR una aclaración a la solicitud de modificación de concesión realizada en el año 2011. El argumento para la modificación es contar con el recurso necesario para aprovechar la capacidad máxima de las plantas de generación que utilizan el río Bogotá.

Central	Potencia MW	Fecha término concesiones
Guavio	1.213	27 de mayo de 2028
Guaca	325	30 de julio de 2018
Paraiso	277	30 de julio de 2018
Betania	541	13 de octubre de 2038
Charquito	20	30 de julio de 2018
Limonar	18	30 de julio de 2018
Tequendama	20	30 de julio de 2018
Dario Valencia	150	30 de julio de 2018

Sociedad Portuaria en Cartagena - SPCC

Unavez vencido el plazo de 12 meses a partir de la suscripción del Orosí No. 1 del Contrato de Concesión Portuaria No.006 entre la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) y la Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC) el pasado 22 de diciembre de 2015, y en vista de que a dicha fecha no se obtuvo pronunciamiento de la autoridad ambiental competente CARDIQUE respecto a la resolución de autorización del Plan de Manejo Ambiental para el inicio de obras de construcción del muelle no obstante la debida diligencia por parte de SPCC ante dicho trámite ambiental, SPCC gestionó ante la ANI solicitud de desplazamiento del cronograma de inversiones contractual por un año más.

Por otra parte, la ANI ha solicitado con urgencia la presentación por parte de SPCC del plan de mantenimiento del muelle flotante (barcaza Júpiter) entregado en la zona de uso público de la concesión, debido al deterioro y mal estado actual del mismo, considerando que este activo deberá ser recuperado por el concesionario y reversado ante la nación (INVIAS) en buen estado una vez se haya construido el muelle fijo que estipula el contrato. En la Junta Directiva de SPCC del 16 de diciembre de 2015 se

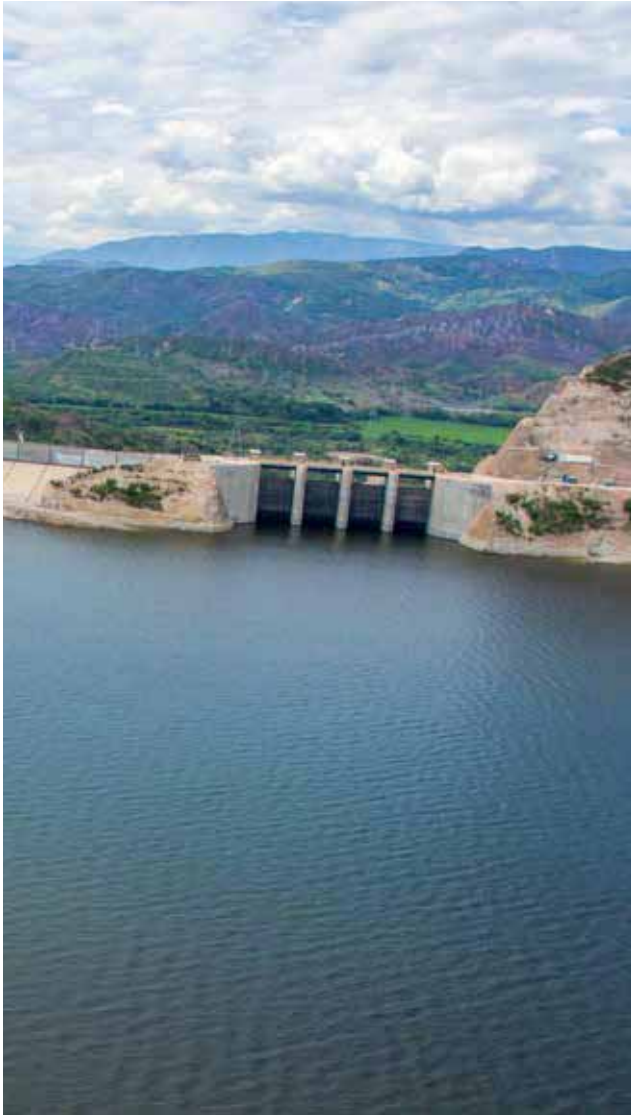
autorizó la inversión para compra de nueva barcaza de carácter urgente, teniendo en cuenta que actualmente no es posible realizar actividades de recepción de combustibles por vía marítima por el estado actual de la barcaza Júpiter.

Por último, en reunión sostenida entre la SPCC y la ANI el pasado 9 de diciembre, SPCC socializó con esta entidad la situación actual energética que atraviesan las centrales de generación térmica que operan con combustibles líquidos, como es el caso de la Central Cartagena de Emgesa, y la resolución 109 de la CREG que pondría en riesgo el ingreso por Cargo por Confiabilidad para estas centrales a partir del 2019. Esto implicaría la amenaza para SPCC que su único (o principal cliente) no pueda operar a futuro y que por tal motivo, no se justificaría la inversión de 2 millones de dólares para la construcción del muelle en concreto acordado en el contrato en concesión ante la incertidumbre actual. Durante el 2016 se revisará con la ANI las alternativas de la SPCC para evitar incumplimiento en el contrato de concesión y en el plan de inversiones acordado.

Comercialización de Gas

Durante el 2015 se consolidó el ingreso de Emgesa al mercado de Comercialización de gas en Colombia, logrando ventas por un total de 55 Mm³ y obteniendo un margen variable de 0,6 MUSD, atendiendo nueve clientes industriales (No Regulados) en Bogotá y Manizales, y 13 clientes en boca

de pozo (Mercado Secundario). Adicionalmente se aseguró el aprovisionamiento de gas de largo plazo (hasta 2020) de los campos Cusiana-Cupiagua y Clarinete 1, y se logró la firma de contratos de venta con clientes finales en un alto porcentaje para este mismo periodo.



Proyecto y entrada en Operación Comercial de El Quimbo

El proyecto El Quimbo se localiza al sur del departamento del Huila, al sureste de Bogotá, y se alimenta del caudal de los ríos Magdalena y Suaza. El proyecto considera un aprovechamiento a pie de presa con capacidad instalada de 400 MW, con una generación media estimada de 2.216 GWh/año.

Dada la emergencia por la que atraviesa el país por el fenómeno del niño, el 06/10/2015 el Ministerio de Minas y Energía dictó el decreto con fuerza de ley N°1979 de 2015, con el cual se autoriza a Emgesa a iniciar la generación de energía a partir del 07/10/2015. El 11/10/2015 se efectuó la primera sincronización de la U1 al sistema de transmisión nacional de Colombia.

Los principales avances del proyecto durante el transcurso del año 2015, fueron los siguientes:

- > En junio de 2015, se inició el llenado del embalse.
- > En julio de 2015, se alcanzó el nivel mínimo de operación (elevación 675 m.s.n.m).
- > En agosto de 2015, se realizó el primer giro y las pruebas de sobre-velocidad de la Unidad 1.
- > En septiembre de 2015, se realizó el primer giro de la Unidad 2.
- > En octubre de 2015, se realizaron las pruebas de sobre-velocidad de la Unidad 2.
- > En octubre de 2015, se iniciaron las pruebas de sincronización de ambas Unidades.

Posteriormente, luego de conocer el Comunicado Oficial de la Corte Constitucional, publicado el 15 de diciembre de 2015 y en el que declara inexecutable el decreto N°1979, Emgesa tomó la decisión de suspender la generación de energía en El Quimbo, a partir del 16 de diciembre de 2015, y solicitó al Tribunal Administrativo del Huila suspender de manera temporal la medida cautelar. El 08 de enero de 2016 el Juzgado Tercero Penal de Neiva falló la tutela interpuesta por el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Acuicultura, y ordenó reiniciar la generación en El Quimbo de forma provisional e inmediata. A partir del 10 de enero de 2016, Emgesa reinicia la generación de energía en El Quimbo.

Proyecto Salaco

Con la entrada en servicio del sistema SCADA de las tres centrales el 31 de noviembre de 2015, culminó la totalidad de las inversiones previstas asociadas al proyecto Salaco. Previamente se habían dado las siguientes fechas de entrada en operación de unidades del proyecto: el 6 de noviembre de 2013 la Unidad 2 (50 MW), el 28 de enero de 2014 la Unidad 1 (50 MW) y el 28 de marzo de 2014 la Unidad 5 (50 MW) de la central Darío Valencia Samper, y el 25 de junio de 2014 la Unidad 2 de la central Salto II (35 MW). El 13 de diciembre 2014 de la Unidad 1 de Laguneta (18 MW) y el 22 de diciembre 2014 de la unidad 3 de Limonar (18 MW).

La inversión aprobada fue de US\$43,7 millones incluidas contingencias, la inversión ejecutada fue de US\$40,6 millones el total de horas/hombre laboradas en el proyecto fueron 835 mil bajo los más altos estándares de seguridad y protección del medio ambiente.

Terrenos Reservados para Futuros Proyectos

En Colombia actualmente no existen terrenos reservados para futuros proyectos.

Distribución Eléctrica Colombia

Energis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Codensa, en la cual posee, directa e indirectamente, el 48,4% de la propiedad (participación económica).

En Colombia, existen otras 31 distribuidoras que participan en el sistema eléctrico, entre las que se encuentran: EEPP Medellín, Empresa Distribuidora del Pacífico y Electrificadora del Caribe.

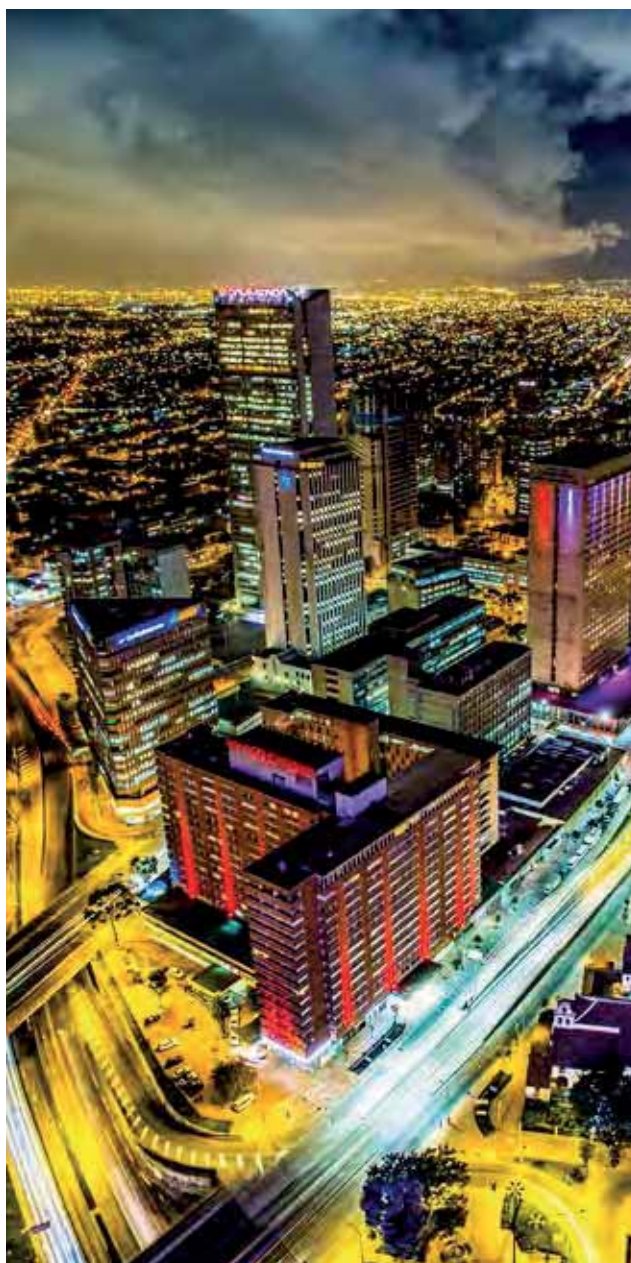
Codensa

Distribuye y comercializa energía eléctrica en Bogotá y 103 municipios de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Tolima, en un área de 14.456 km².

Desde 2001, Codensa se concentra principalmente en prestar servicios a clientes regulados aunque también atiende algunos clientes industriales, comerciales y de alumbrado público de municipios. En 2015, Codensa entregó servicio de energía eléctrica a 2.865.135 clientes, un 3,3% más que el año anterior. Del total, 88,8% corresponden a clientes residenciales, 9,5% a comerciales, 1,6% a industriales y 0,2% a otros.

Las ventas de energía alcanzaron 15.048 GWh, incluyendo peajes y transferencias a otros operadores de red, lo que representó un aumento de 2,2% respecto a 2014. Esta se distribuyó en 31,0% al sector residencial, 15,2% al segmento comercial, 6,7% al sector industrial y 47,1% a otros.

En cuanto al índice de pérdidas de energía, dicho indicador registró en 2015 un aumento desde 7,19% al 7,26%. Este índice se vio afectado por las variables macroeconómicas y del mercado que inciden negativamente en el comportamiento de las pérdidas de energía. La gestión para el control de las pérdidas se ha enfocado en la incorporación de nuevas tecnologías y técnicas para identificación de pérdidas, así como también, en el fortalecimiento de una relación cliente/empresa basada en el conocimiento técnico y la transparencia de nuestras actuaciones.



Actividades y Proyectos en Distribución

Smart metering

El proyecto busca implementar el sistema de medición inteligente en los clientes de Codensa, a través de una infraestructura tecnológica que aporte al desarrollo de Colombia.

Se definió la implementación del sistema de medición inteligente en dos fases, la primera con un proyecto en el año 2016 y la segunda en el despliegue masivo en los años posteriores.

Para 2016 se espera poner en marcha la primera fase, en la que se propone la planeación, instalación, operación y evaluación del sistema de medición inteligente a 26.000 clientes (1% del mercado) como estrategia para la presentación de los beneficios y las características de este sistema al regulador, a la Empresa y a los clientes.



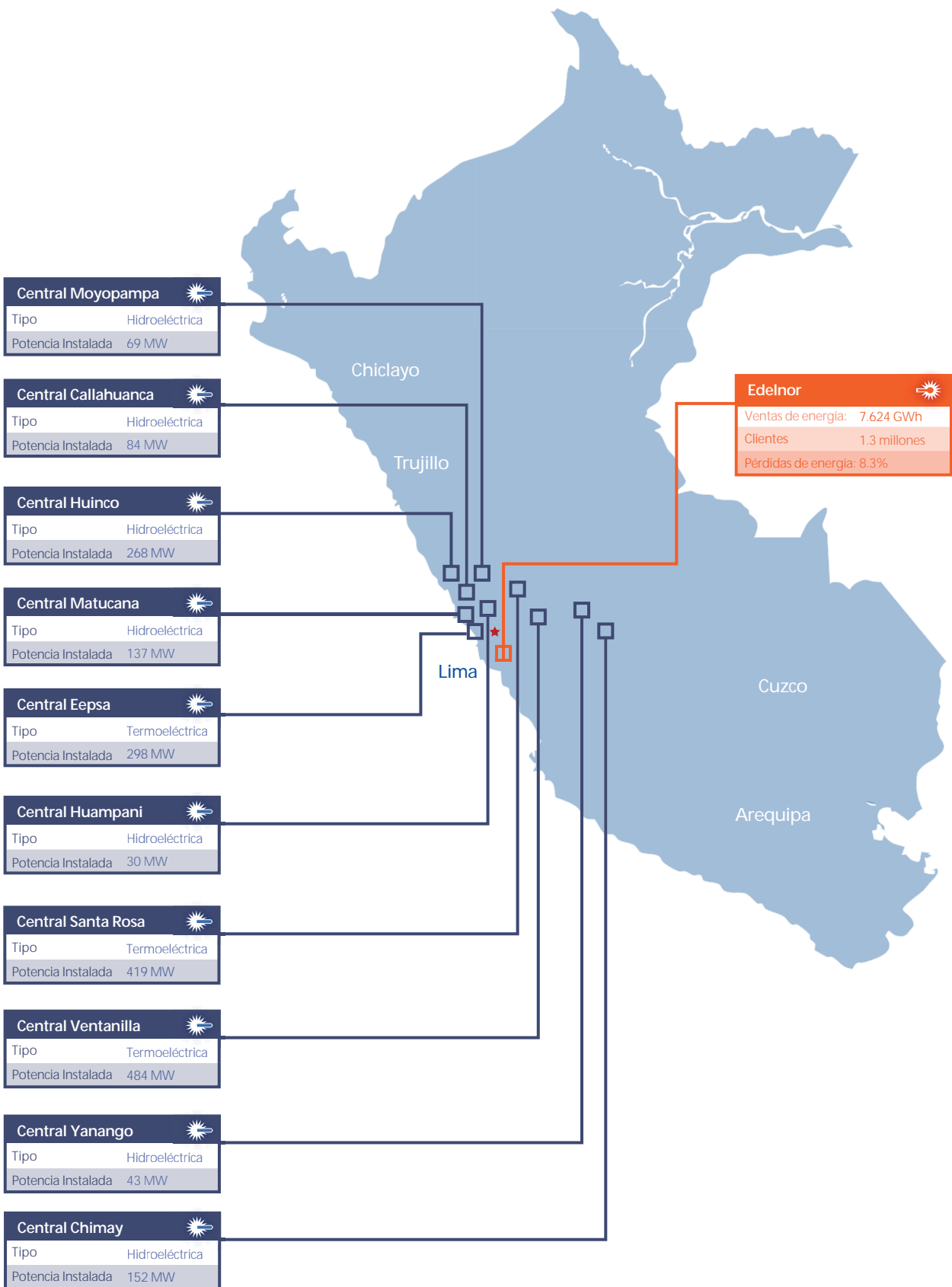
Smart City Bogotá

La Compañía espera crear una Smart City (ciudad inteligente) dentro de Bogotá que le permita a la ciudad posicionarse a la vanguardia de este tipo de iniciativas e implementar tecnologías en los siguientes aspectos:

- > Medición inteligente
- > Movilidad sostenible
- > Plataformas de ICT para sistemas de gestión de energía
- > Smart info en la conciencia de consumo
- > Multimedicación
- > Telemando y automatización de la red
- > Edificios inteligentes de impacto ambiental cero
- > Alumbrado inteligente

Así, se pretende apoyar el desarrollo sostenible de la ciudad, incrementar la calidad de vida de los ciudadanos, lograr una mayor eficiencia de los recursos disponibles y facilitar la participación ciudadana activa.





Generación Eléctrica

Energis participa en la generación de energía eléctrica a través de Endesa Chile y su filial Edegel, en la cual controla, directa e indirectamente, el 58,6% de la propiedad (participación económica). Adicionalmente, Energis controla en forma directa el 96,5% de la Empresa Eléctrica de Piura (EEPSA).

A través de sus dos filiales, Energis posee una potencia instalada de 1.983 MW en Perú, cifra que representó el 21% de la capacidad instalada de Perú, la cual totaliza 9.570 MW. En términos de generación de energía, el Grupo alcanzó un 20,1% del total generado en ese país.

En Perú, otras generadoras conectadas al sistema eléctrico son: Electroperú, Enersur y Kallpa Generación.

Edegel

Se ubica en el entorno de la ciudad de Lima. La potencia efectiva de Edegel, incluyendo a su empresa subsidiaria Chinango, alcanza los 1,686 MW, de los cuales el 46,5% corresponde a generación hidráulica y 53,5% a generación térmica. Cuenta con siete centrales hidroeléctricas, cinco en Lima y dos en Junín. Asimismo, Edegel cuenta con dos centrales térmicas, Santa Rosa y Ventanilla, con una potencia de 419 MW y 484 MW, respectivamente.

La generación neta de Edegel totalizó 8.218 GWh y las ventas físicas alcanzaron los 8.633 GWh a fines de 2015.

Inversiones

Las inversiones de Edegel, como líder en el subsector de generación de energía eléctrica, están orientadas a mantener la fiabilidad del suministro.

Las inversiones detalladas líneas abajo cumplen con esta premisa y demuestran el compromiso con el desarrollo sostenible del Perú.



Centrales Hidroeléctricas

Reparaciones de infraestructura Civil Hidráulica

Se realizaron reparaciones de los canales para sellar varias grietas y rajaduras con pérdida de agua en el canal Antashupa, canal Marcapomacocha y canal Huampaní.

Para las reparaciones se utilizaron materiales de alta tecnología como fue un compuesto de cemento hidráulico especialmente diseñado para fraguado rápido, que no encoje, y de alta resistencia para parchar y reparar el concreto, De esta manera detener el flujo del agua en segundos y sellar las grietas, perforaciones y otros defectos en el concreto a base de cristales.

Se ha invertido un total US\$1,4 millones y los beneficios han sido mejorar la seguridad de las instalaciones y eliminar las pérdidas de agua que se traducen en energía eléctrica que se deja de generar.

Construcción de muros y techados del Canal de Huampaní

En el mes de mayo de 2015, se realizaron trabajos de acondicionamiento del canal Huampaní para la construcción de muros de contención, soleras y techados del canal. Los objetivos de los trabajos fueron dar estabilidad a taludes, techar el canal el cual representa un riesgo para la población o para la misma operación y asegurar la capacidad de conducción de las agua del canal. Las actividades realizadas fueron muros de 250 metros, techos de 417 metros, solera de 90 metros y tarrajeo 600 m². La inversión fue de US\$0,7 millones.

Mantenimientos mayores en turbinas Francis

Se realizaron mantenimientos mayores los cuales consistieron en cambios de turbina por modelos más eficientes y rehabilitaciones de nuestras turbinas Francis, las cuales presentaban desgastes excesivos ocasionado por el agua con sedimentos del río. La inversión fue US\$1,9 millones que permitirá recuperar eficiencia, mejorar el factor de planta y reducir las intervenciones de mantenimiento incrementando los beneficios económicos.

Rehabilitación de la Turbina en Yanango

La central Yanango cuenta con una turbina Francis de eje vertical de 42,6 MW del año 2000 con 53,713 horas de operación que ha sufrido desgaste de sus elementos por la acción erosiva del agua con sedimentos del río Tarma por lo cual se programó su mantenimiento mayor en talleres.

Los trabajos consistieron en la rehabilitación del rodete, álabes directrices, tapas de turbina y laberintos de rodete y tapas en talleres, se aplicó recubrimiento de carburo de tungsteno a las partes de la turbina más expuestas al deterioro para aumentar su resistencia al desgaste. La inversión fue de US\$0,4 millones.

Pre montaje (Control de luces)



Pre montaje (Preparativos prueba giro)



Cambio de Turbina Grupo 1 de Chimay

Durante el mes de noviembre, luego de 350 horas continuas de operación, se realizaron los siguientes trabajos:

- > Controles dimensionales y ensayos no destructivos en rodete y laberintos fabricados por ALSTOM,
- > Planificación de la seguridad en el Grupo 1 de Chimay
- > Cambio de turbina.

La inversión fue de US\$1,4 millones.

Acciones de prevención fenómeno del Niño

Ante la alerta del fenómeno del niño presentado en nuestro país, se realizaron una serie de acciones preventivas para disminuir y controlar los riesgos de nuestras instalaciones y vecinos. La inversión fue US\$840.000

Principales acciones realizadas:

- > Protección en lado Izquierdo CCHH Moyopampa.
- > Reparación carretera Taza Moyopampa.
- > Protección de canal Huinco Callahuanca.
- > Mantenimiento de descarga CCHH Moyopampa, Huampaní.
- > Reforzamiento de muros y techado Canal Huampaní.
- > Mantenimiento del Vaso de la toma Huampaní
- > Protección de las soleras de toma Huampaní.
- > Protección de toma Huampaní (sobre elevación de muros).

Centrales Térmicas

Mantenimiento mayor y LTE TG-3 C.T. Ventanilla

Luego de 100.000 horas de operación, del 7 de abril al 1 de junio se realizó el primer mantenimiento mayor de la turbina Siemens TG3, de 155 MW, incluyendo las actividades de LTE (Life Time Extensión). Este mantenimiento implicó el desmantelamiento total de la turbina y del compresor, cambiando partes y elementos no regulares a otras intervenciones, con la finalidad de extender la vida útil de la turbina y poder operar otras cien mil horas adicionales en las mismas condiciones de disponibilidad, capacidad y eficiencia.

También se incluyeron actividades de mantenimiento importantes en la caldera HRS11, chimeneas, junta de expansión, transformador principal y otros equipos eléctricos como la inspección del generador eléctrico con rotor retirado.

En total se tuvo la participación de 100 técnicos-especialistas locales y 60 extranjeros.

Actualización del sistema de control TG-3 C. T. Ventanilla

El cambio del sistema de control de la unidad TG3 es la última etapa del proyecto DCS en el ciclo combinado Ventanilla, que incluyó el cambio de hardware S7, software T3000, logrando que todas las unidades de generación del ciclo combinado Ventanilla operen con un sistema de control estandarizado y de arquitectura abierta. Con esta actualización se obtiene una mayor confiabilidad del sistema de control y mayor disponibilidad de repuestos para atender fallas y situaciones de emergencias.

Inspección de turbinas libres TG-6 A y B UTI de la C.T. Santa Rosa

En marzo se realizó la inspección preventiva de las turbinas libres con un especialista del fabricante, que permitió conocer el estado interno y evaluar la extensión de las próximas inspecciones programadas, representando un incremento de la confiabilidad para operar por periodos más prolongados y una reducción en los gastos de mantenimiento.

Reparación de chimenea TG-8 de la C.T. Santa Rosa

Del 27 de mayo al 7 de junio se realizó el mantenimiento en la chimenea TG-8 debido al desgaste en los silenciadores que provocó una salida no programada. Se corrigieron daños puntuales y reparación preventivamente en zonas críticas permitiendo retornar rápidamente al servicio con la confiabilidad requerida en una operación continua.

Empresa Eléctrica de Piura

Eepsa cuenta con dos plantas de generación, ubicadas en la provincia de Talara, departamento de Piura, al norte del Perú. Estas son:

- > Central Malacas 2, con una unidad marca ABB de ciclo abierto y que puede operar con o sin inyección de agua, con gas natural.
- > Central Malacas 3, con una unidad marca SIEMENS de ciclo abierto en condición de Reserva Fría, con combustible Diesel B5.

Centros de Producción				
Central	Unidad	Fabricante	Combustible declarado	Potencia efectiva (MW)
Malacas 2	TGN4	ABB	Gas natural	104,37 *
Malacas 3	TG-5 RF	SIEMENS	Diesel B5	193,42 **
Total				297,79

* Vigente a partir de 01 de julio de 2015.

** Vigente a partir del 14 de Mayo del 2014.

Durante el ejercicio 2015, la producción de electricidad de Eepsa fue de 583,2 GWh, superior en 29% a la producción del año anterior, debido principalmente a:

- > Mayor requerimiento de operación a gas natural debido a la declaración de menor precio de gas natural de la unidad TGN-4 ante el COES.
- > Operación de la unidad TG-5 RF con diésel por fallas presentadas en el sistema de transporte de gas natural de Camisea.

La operación de las unidades de la Central Térmica Malacas, tuvo tres periodos de generación diferenciados por las épocas hidrológicas de estiaje y avenida:

- > En el primer periodo, comprendido entre enero y mayo, las unidades operaron principalmente para aliviar problemas de déficit de producción hídrica en los momentos que se presentó presencia de sólidos en el agua de las cuencas.
- > En el segundo periodo, comprendido entre junio y agosto, se incrementó la generación por una menor hidrología de las centrales hidroeléctricas del SEIN.
- > En el tercer periodo, comprendido entre septiembre y diciembre, debido a fallas en el gasoducto de gas de Camisea, exportación de energía al Ecuador, entre otros factores.

De otrolado, la central térmica Malacas tuvo una disponibilidad total de 96.53%. Se realizaron mantenimientos menores tanto en la unidad TGN-4 (inspecciones de 12,000 y 16,000 HEO), como en la unidad TG-5 RF (inspección menor de 2,000 HEO).

En el periodo, la unidad de generación TGN4 registró un factor de carga de 51.03% y su eficiencia neta promedio anual fue de 30.58%. Asimismo, la potencia promedio de la central térmica Malacas fue de 71.13 MW y registró una máxima demanda anual de 273.1 MW (a las 00:30 horas del 6 de junio de 2015). La máxima producción diaria ha sido de 6,056 MWh, el 11 de setiembre de 2015, y representa un nuevo record histórico de generación diaria, en reemplazo del registrado el 21 de enero de 2014, que alcanzó 3,634 MWh.

El 19 de abril se efectuaron trabajos de adecuación al nuevo sistema de filtrado de gas en la batería de llegada Malacas.

El 18 de mayo de 2015, se efectuaron pruebas de potencia efectiva y rendimiento (PR-17) a la unidad TGN4 de la central térmica Malacas con presencia del COES como veedor. El 30 de junio de 2015, el COES aprobó el informe de la prueba



de potencia efectiva y rendimiento de la unidad TGN4 con un valor final de 104.369 MW con inyección de agua, valor

superior al obtenido en la anterior prueba, que alcanzó los 103.392 MW.

Mantenimiento de las Unidades.

Los mantenimientos de las unidades se han ejecutado en cumplimiento de la acumulación de sus Horas Equivalentes de Operación (HEO) y dentro de los tiempos estipulados. Dentro de las actividades desarrolladas a lo largo del 2015, se pueden destacar los siguientes trabajos:

> Unidad TGN4: Del 25 de febrero al 01 de marzo de 2015, se efectuó la inspección de 12,000 HEO, del 13 al 18 de julio de 2015 se efectuó la inspección de 16,000 HEO. El 9 de enero de 2015, la unidad desconectó intempestivamente al actuar la Protección 13 speed, al fallar los sensores de velocidad 2 y 3. El 13 de octubre de 2015, la unidad desconectó intempestivamente por falsa actuación del sistema de protección de altas pulsaciones en lado de baja frecuencia, al salir de servicio la alimentación eléctrica de la sala de control.

> Unidad TG-5 RF: En febrero de 2015 se realizaron trabajos de mejora en el sistema de combustible asociado al arranque con gas natural hasta una carga de 30 MW, con el fin de minimizar los efectos negativos de las emisiones NO_x que produce el arranque de la unidad a combustible diésel B-5. Del 6 al 10 de julio de 2015, se realizaron actividades de mantenimiento correctivo en esta unidad: reparación de fugas de aceite en zona de cojinete de empuje, fuga de agua en sello de bomba de inyección, revisión de alarma en señal de temperatura del cojinete del generador y otros. El 25 de agosto de 2015, la unidad desconectó intempestivamente al alcanzar los 100 MW al actuar la Protección 59 de sobrevoltaje de fase del generador, en dos ocasiones. Del 22 al 25 de setiembre de 2015, se realizó un mantenimiento programado de la turbina, como parte del plan de mantenimiento de los equipos auxiliares y del transformador de potencia.

Proyectos en Estudio

Central Hidroeléctrica Curibamba

Esta central se ubicará aguas arriba de la toma de la C.H. Chimay, departamento de Junín, y aprovechará el caudal de los ríos Comas y Uchubamba.

El proyecto contempla la construcción de una central de pasada con potencia de 192 MW, un caudal de diseño de 86 m³/s, una producción de 1013 GWh/año, y una línea de transmisión hasta la SE Pachachaca, de 135 km de longitud en 220 kV de simple terna, esta solución está en revisión y evaluación ya que se ha aprobado el Plan de Transmisión Vinculante 2015 – 2024 que posibilitaría una interconexión en la subestación Nueva Yanango a 40 km de la central Curibamba.

Durante 2015, se continuó con los procesos de licitación de los contratos principales del Proyecto por Obras Civiles, Equipamiento y Línea de Transmisión e Interconexión

Eléctrica al sistema con el objetivo de presentar el proyecto al proceso de Suministro de Energía de Nuevas Centrales Hidroeléctricas organizada por Proinversion, llegando a etapas finales en los procesos de las Obras Civiles y del Equipamiento de la Central. La licitación fue postergada en el mes de julio hasta nuevo aviso. Paralelamente, se obtuvo la extensión, por dos años adicionales, del Estudio de Impacto Ambiental para la central y se iniciaron las labores para asegurar los permisos para la conexión de la central a la subestación Yanango mediante la aprobación del Estudio de Preoperatividad.

En relación a los permisos, la central cuenta con Concesión Definitiva de Generación, el Estudio de Impacto Ambiental de generación y transmisión, así como con los Certificados de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) de generación y transmisión aprobados.



Terrenos Reservados para Proyectos Futuros

A diciembre 2015, Edegel mantiene un bien inmueble (terreno) por una superficie de 10 Ha aproximadamente, destinado a ser utilizado en un proyecto termoeléctrico. Este bien se ubica en la región de Ica, al sur de Lima.



Distribución Eléctrica Perú

Energis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Edelnor, en la cual controla, directa e indirectamente, el 75,54% de la propiedad (participación económica).

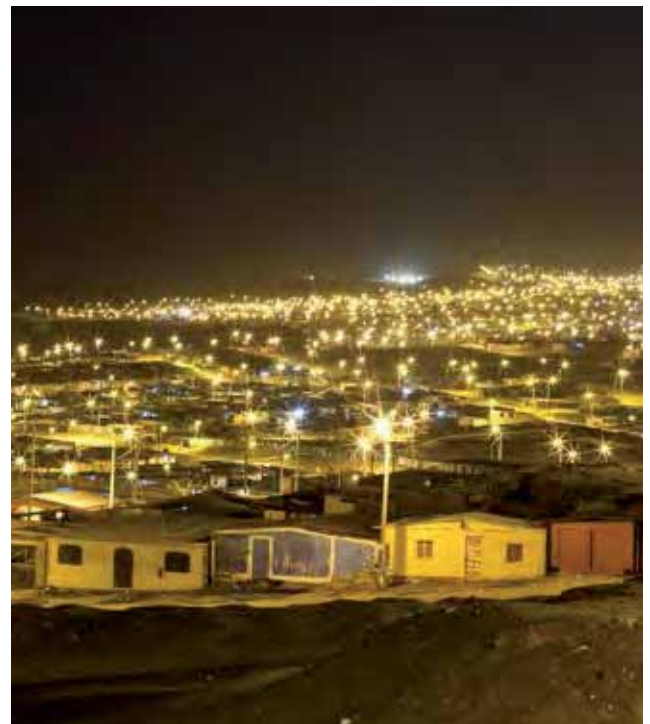
En Perú, otras distribuidoras que participan en el sistema eléctrico son: Luz del Sur, Electro Sur, Electrocentro, ENOSA, Hidrandina y ENSA.

Edelnor

Edelnor es la empresa concesionaria del servicio público de electricidad en la zona norte de Lima Metropolitana, en la provincia constitucional del Callao y en las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. La zona de concesión abarca un total de 1.517 km².

Atiende a 52 distritos de forma exclusiva y comparte cinco distritos adicionales con la empresa distribuidora de la zona sur de Lima. Distribuye energía a 1.336.610 clientes, presentando un incremento de 3,3% respecto a 2014 y beneficia a más de la mitad de pobladores de Lima Metropolitana. De estos clientes, 94,7% son residenciales, 3,2% comerciales, 0,1% industriales y 2,0% otros clientes.

Las ventas físicas de energía alcanzaron los 7.624 GWh, lo que representó un incremento de 3,9% respecto al año 2014. El indicador de pérdidas de energía de Edelnor fue de 3,8% durante el año 2015.



Actividades y Proyectos en Distribución

Electrificaciones en asentamientos humanos

Uno de nuestros objetivos más importantes es mejorar la calidad de vida de las familias más necesitadas en nuestra zona de concesión. Dentro del programa de electrificaciones masivas, se han ejecutado obras en 181 asentamientos humanos y habilitaciones urbanas con un total de 20,805 lotes electrificados, principalmente en los distritos de San Antonio, Carabayllo, San Juan de Lurigancho y Ancón.



Proyecto Telecontrol de la Red MT

Se ha realizado la implementación del telecontrol de las primeras redes de Media Tensión que cuenta con sistemas de monitoreo de última tecnología que permitirán la reposición del servicio de manera más rápida ante posibles fallas que se presenten en nuestras redes eléctricas. El proyecto tiene como alcance la instalación de un moderno sistema supervisor a tiempo real del estado de las redes, indicadores de falla para localizar las averías y las reformas de redes eléctricas que permitan reconfigurarlas o realizar los traslados de cargas necesarios.



Reguladores de Baja Tensión para mejora de la calidad de producto

Para otorgar una mejora de la calidad de producto a nuestros clientes, y adicionalmente para dar cumplimiento a los límites exigidos por los dispositivos legales vigentes en las normas de calidad, se desarrolló un proyecto piloto que consiste en la instalación de reguladores de tensión a lo largo de las redes de Baja Tensión en ubicaciones preestablecidas con la finalidad de mejorar los perfiles de tensión. En el piloto, se ha obtenido excelentes resultados, por lo que para 2016 se instalará una mayor cantidad.



Otros Negocios

Servicios Informáticos e Inmobiliarios Limitada

En el ámbito de los sistemas de información y tecnologías de información, telecomunicaciones y sistemas de control, SIEI realiza proyectos informáticos de acuerdo a las necesidades de cada negocios.

En materia de infraestructura y redes, en 2015 se obtuvieron grandes avances relacionados con la convergencia y transformación de plataformas, priorizando cuatro ejes fundamentales que comprenden los principales sistemas: EORDER, sistema único para la gestión de fuerza de trabajo en campo; STM, telecontrol de redes de alta tensión; GDS, nuevo sistema de distribución para la gestión de redes eléctricas, y el sistema SCADA para la gestión y telecontrol de las redes de Alta Tensión, proyectos que han alcanzado importantes progresos en la región durante 2015.

En el ámbito del Market se ha ubicado al cliente en el centro de la estrategia, planificando la implementación de herramientas de última tecnología para mejorar su experiencia de cara a las distribuidoras. Un caso relevante es el inicio del proyecto de la nueva plataforma CRM, cuyos objetivos principales residen en el mejoramiento de la percepción y experiencia del cliente final y la consecución de una visión 360° de los mismos; además de impulsar la digitalización de los canales de atención. Asociado a esto último, se ha implementado una nueva plataforma web NEOL, que permite una mejor interacción y generar una presencia significativa de las empresas distribuidoras en medios digitales. La innovación apunta también a las formas de contacto con los clientes, al incorporar integración con redes sociales a través de la integración con sistemas transacciones y las redes sociales twitter (#pagotuit).

En relación al negocio de generación, se ha trabajado en una visión de racionalización y optimización de aplicaciones encaminadas hacia soluciones globales. Así, en 2015 se implementó la primera fase del Web Generation Portal con información en línea de variables relevantes de todas las generadoras de LATAM. Adicionalmente, inició el desarrollo e implantación, con un despliegue que se extiende hasta el 2016, del Sistema PWAY para gestión de medidas tomadas en rondas de vigilancia en plantas una aplicación totalmente integrada con el resto de los sistemas de la cadena de mantenimiento

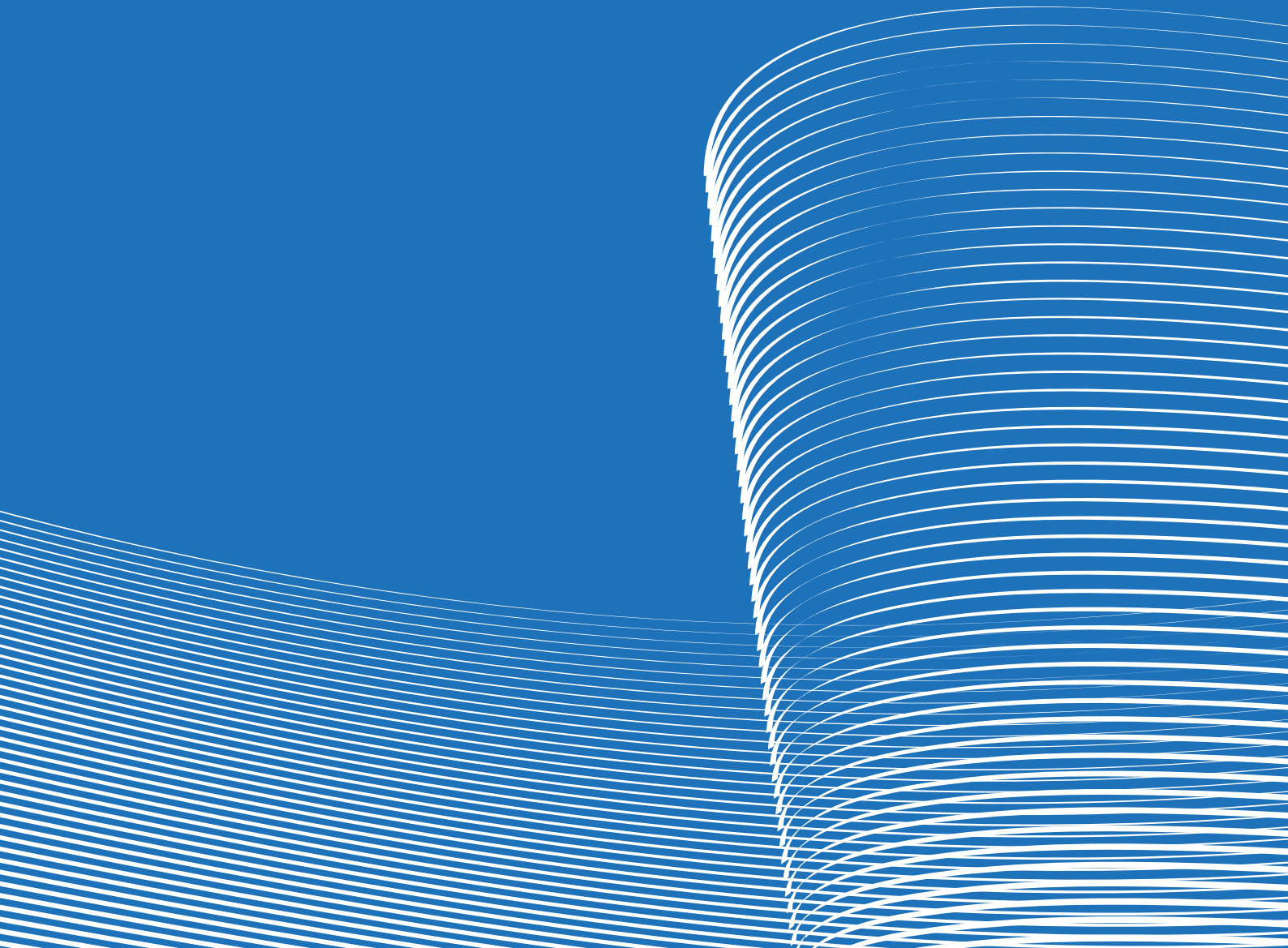
En el ámbito de los sistemas que apoyan las áreas transversales del negocio, se ha desplegado el proyecto Archibus, para la implantación de una aplicación, en la nube, orientada a mejorar la gestión y mantención de propiedades, además de apoyar el control de activos muebles dentro del grupo a nivel regional.

En materia de servicios distribuidos, se realizó la preparación para el despliegue de la nueva plataforma de ofimática y suite de trabajo colaborativo, lo que da continuidad a la evolución hacia la optimización en las operaciones y el aumento de la productividad con el uso de mejores y más modernas herramientas.

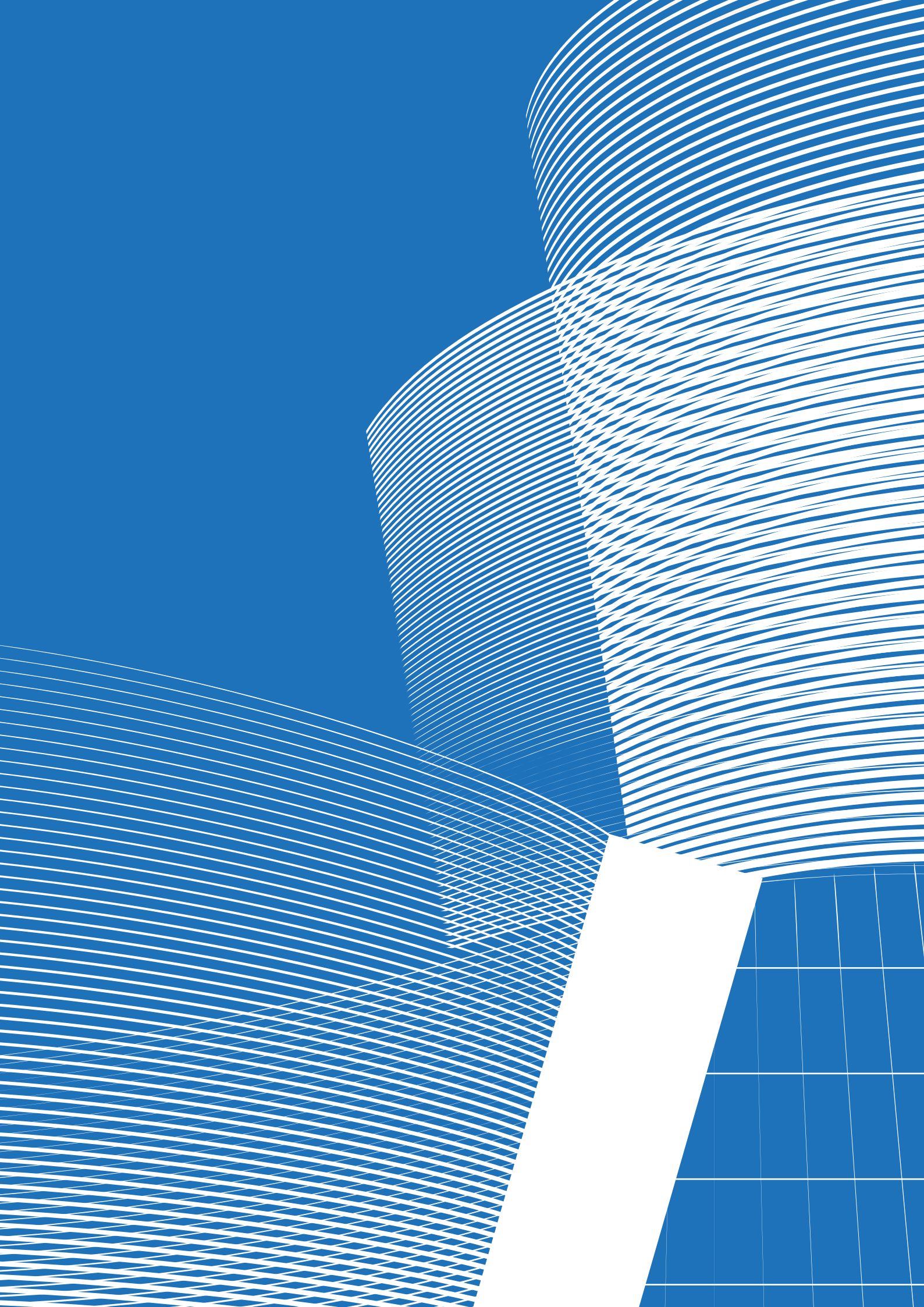
En el ámbito de las telecomunicaciones para el negocio de distribución se formalizó el Plan Director de Telecomunicaciones que tiene por objetivo definir el plan de inversiones de la compañía para que en un plazo de cinco años se disponga de una red multi-servicio para el soporte de las actividades de telecontrol, gestión técnica y administrativa de los centros de distribución de energía eléctrica.

Con el objetivo de facilitar el uso por parte de los usuarios, se ha trabajado en el mejoramiento de las aplicaciones actuales; a su vez, se han realizado mejoras a sistemas existentes que permiten disminuir los tiempos de indisponibilidad tanto a nivel de la infraestructura como de software base y finalmente se ha iniciado el desarrollo de un plan de sistemas global cuyo objetivo es orientar los esfuerzos de tecnología hacia la implantación y uso de herramientas unificadas.

Desde el punto de vista de la transformación de la infraestructura, hemos iniciado la migración de las plataformas de sistemas para potenciar fuertemente la infraestructura híbrida, tanto en la nube como en nuevos centros de procesamientos de datos.



Cuadro Esquemático
de Participaciones





Participaciones Económicas Directas e Indirectas

Argentina	Negocio	Propiedad
Costanera	Gx	45,39%
El Chocón	Gx	39,21%
Dock Sud	Gx	40,25%
Edesur	Dx	71,62%
CTM	Tx	84,38%
TESA	Tx	84,38%
CEMSA	Tx	81,99%
Gasoducto Atacama Argentina	Ox	60,74%
Yacylec	Tx	22,22%
Termoeléctrica José de San Martín	Gx	10,38%
Termoeléctrica Manuel Belgrano	Gx	10,38%
Central de Vuelta Obligado S.A.	Gx	16,18%

Chile	Negocio	Propiedad
Endesa Chile	Gx	59,98%
Celta	Gx	61,49%
Pehuenche	Gx	55,57%
Eólica Canela	Gx	61,49%
HidroAysén	Gx	30,59%
Aysén Energía	Gx	30,59%
Aysen Transmisión	Tx	30,59%
Gas Atacama	Gx	60,74%
Chilectra	Dx	99,09%
Transquillota	Tx	30,75%
Gas Atacama Chile	Ox	60,74%
Gasoducto Tal Tal	Ox	60,74%
Electrogas	Ox	25,49%
GNL Chile	Ox	19,99%
GNL Quintero	Ox	12,00%

Brasil	Negocio	Propiedad
Enel Brasil	Gx, Dx, Tx	84,38%
Fortaleza	Gx	84,38%
Cachoeira Dourada	Gx	84,17%
Ampla	Dx	92,03%
Coelce	Dx	64,86%
CIEN	Tx	84,38%
Enel Green Power Modelo 1 Eólica S.A.	Gx	0,82%
Enel Green Power Modelo 2 Eólica S.A.	Gx	0,82%

Colombia	Negocio	Propiedad
Emgesa	Gx	37,72%
Codensa	Dx	48,39%
Empresa Eléctrica de Cundinamarca	Dx	19,52%

Perú	Negocio	Propiedad
Edegel	Gx	58,60%
Edelnor	Dx	75,54%
EEPSA	Gx	96,50%
Chinango S.A.C	Gx	46,88%

Gx: Generación

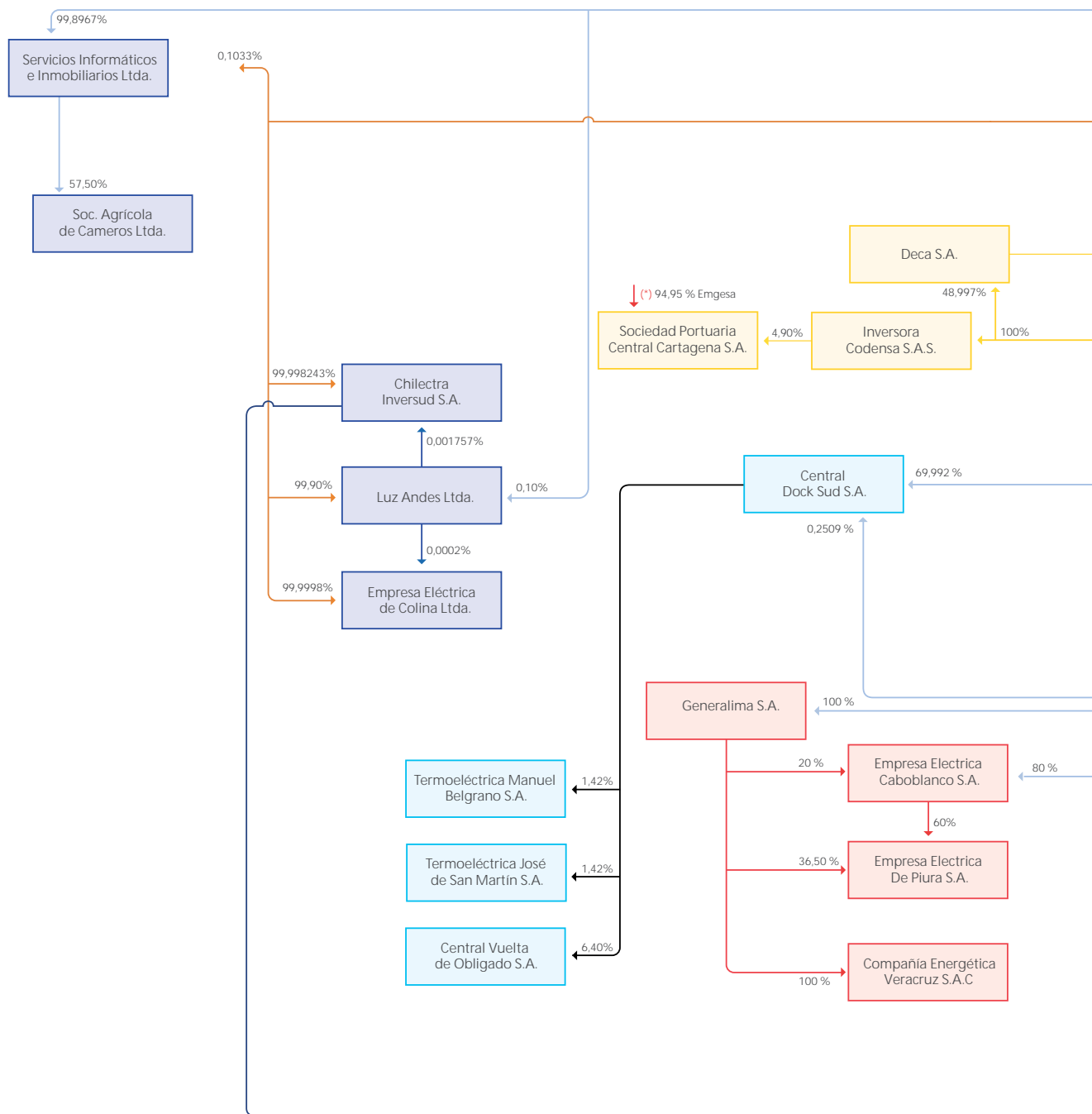
Dx: Distribución

Tx: Transmisión / Comercialización

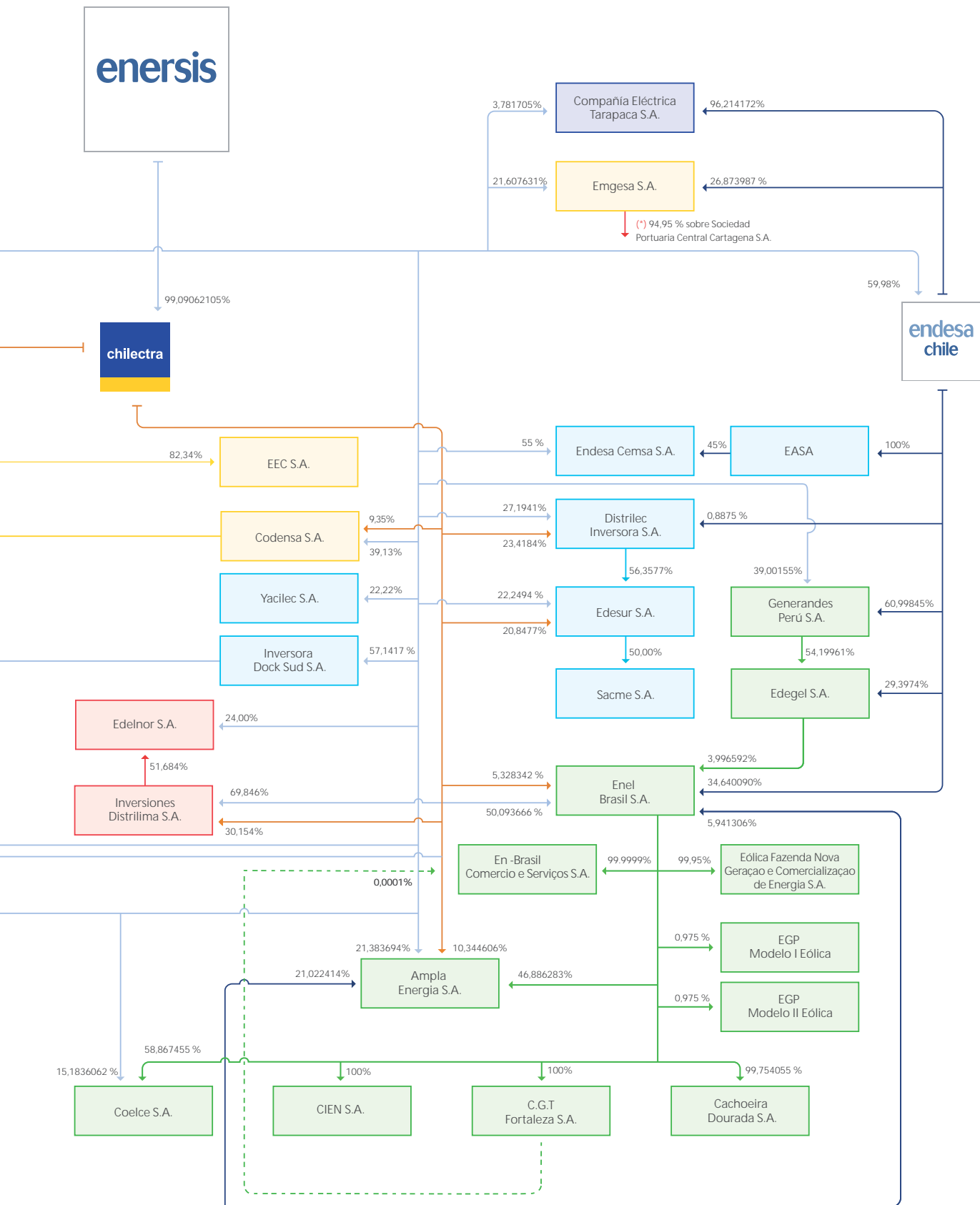
Ox: Gasoductos, otros

(*) Se consideran empresas operativas del Grupo Enersis.

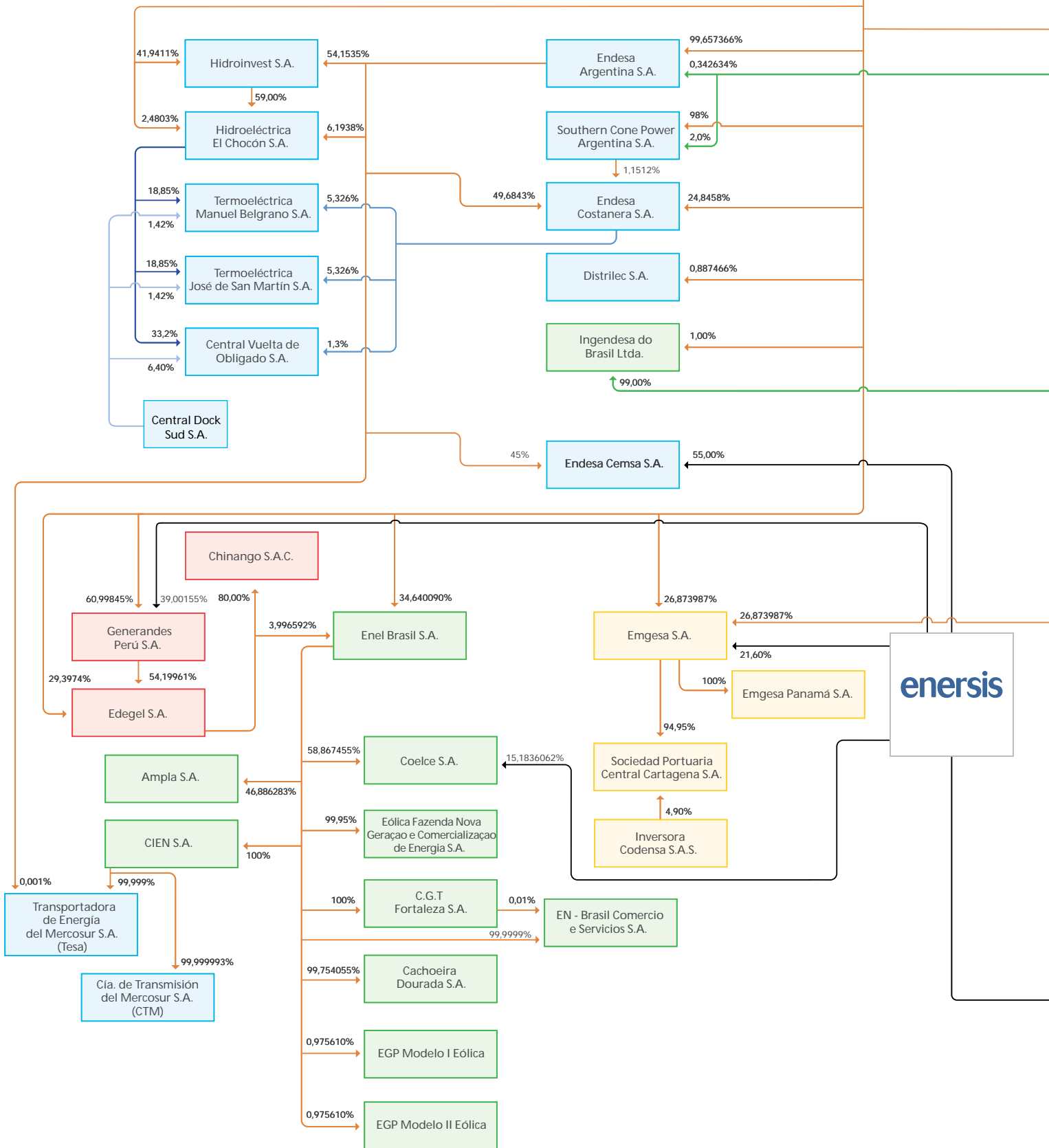
Perímetro de Participaciones Societarias de Enersis



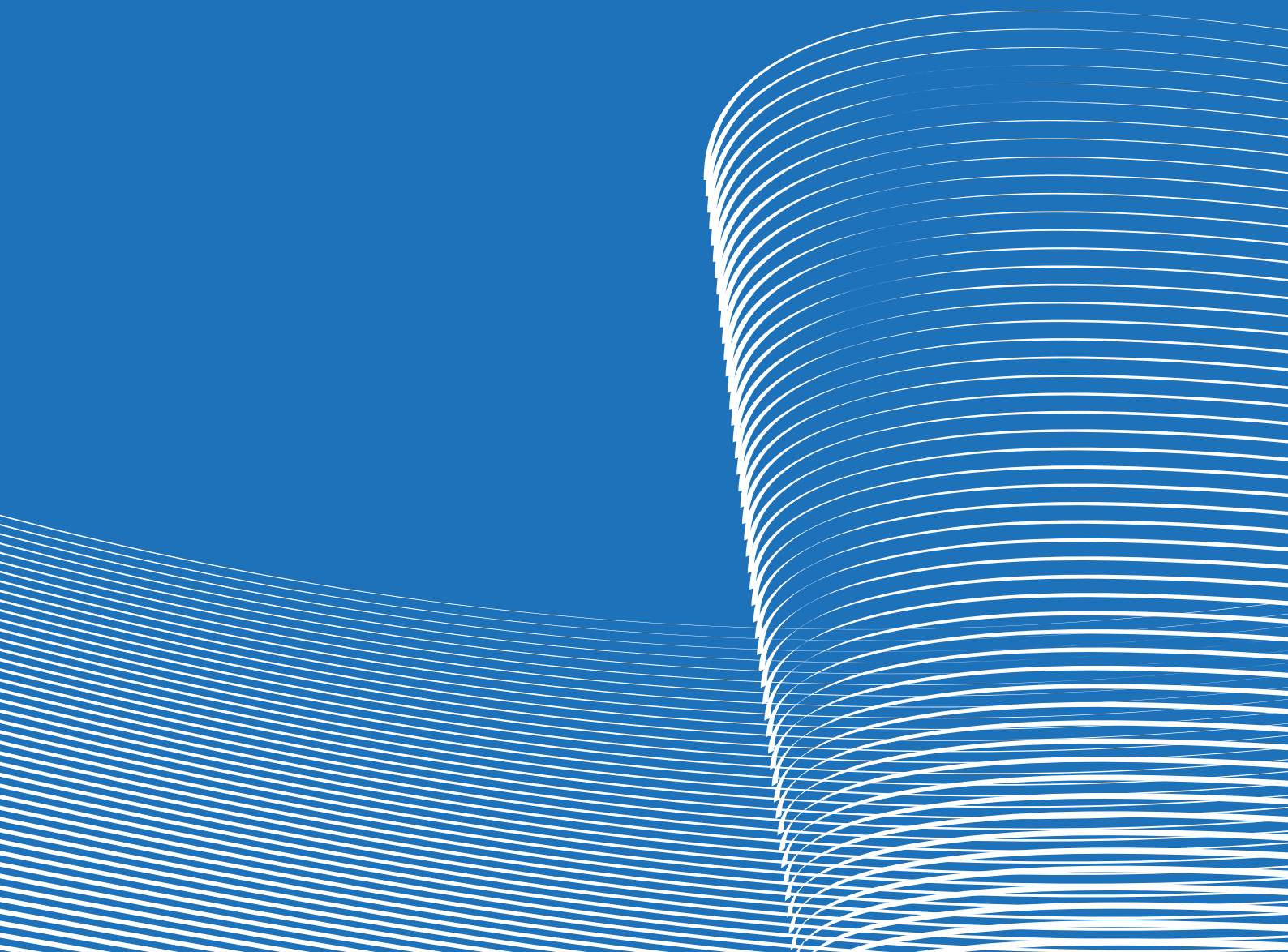
- Argentina
- Brasil
- Chile
- Colombia
- Perú

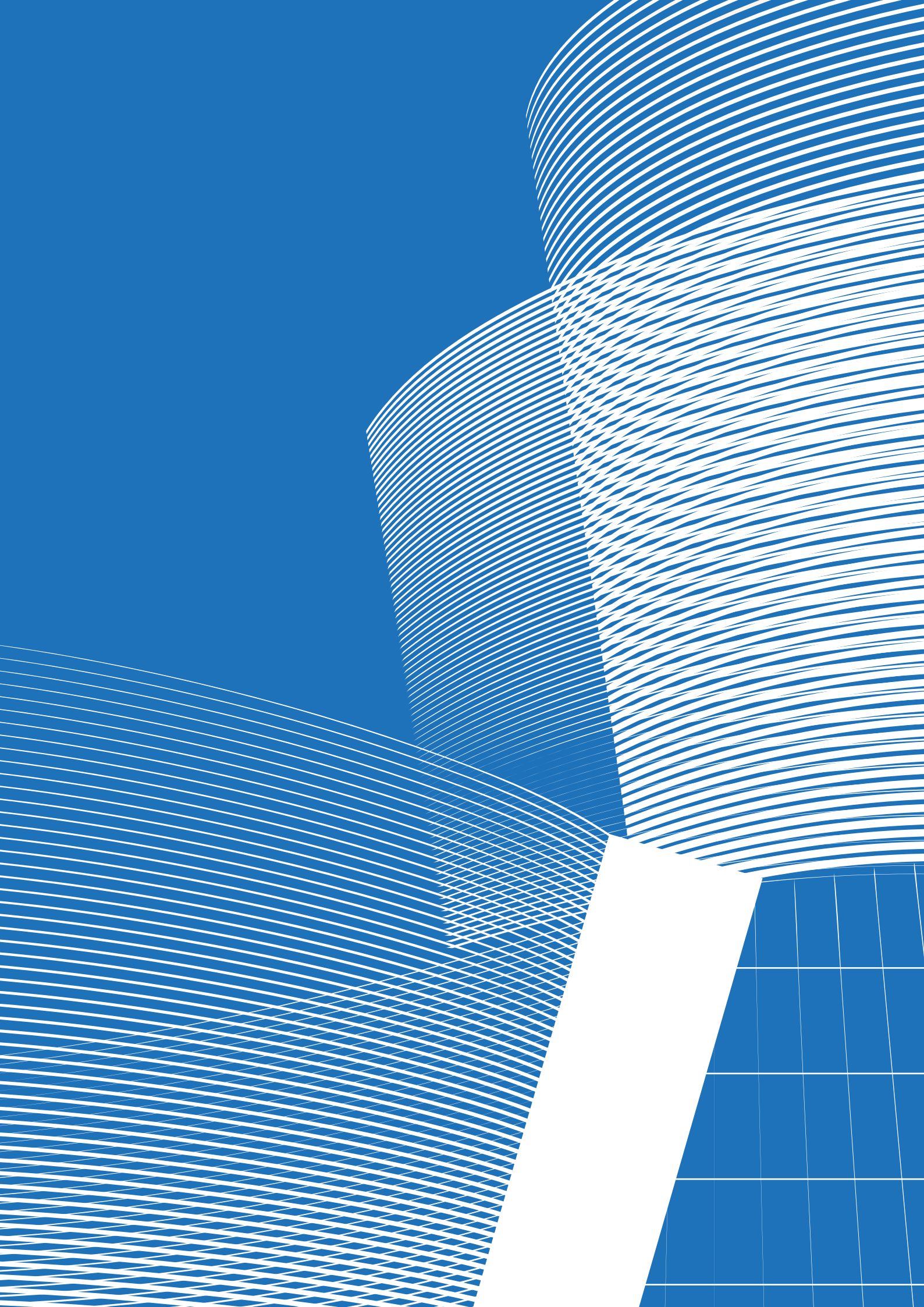


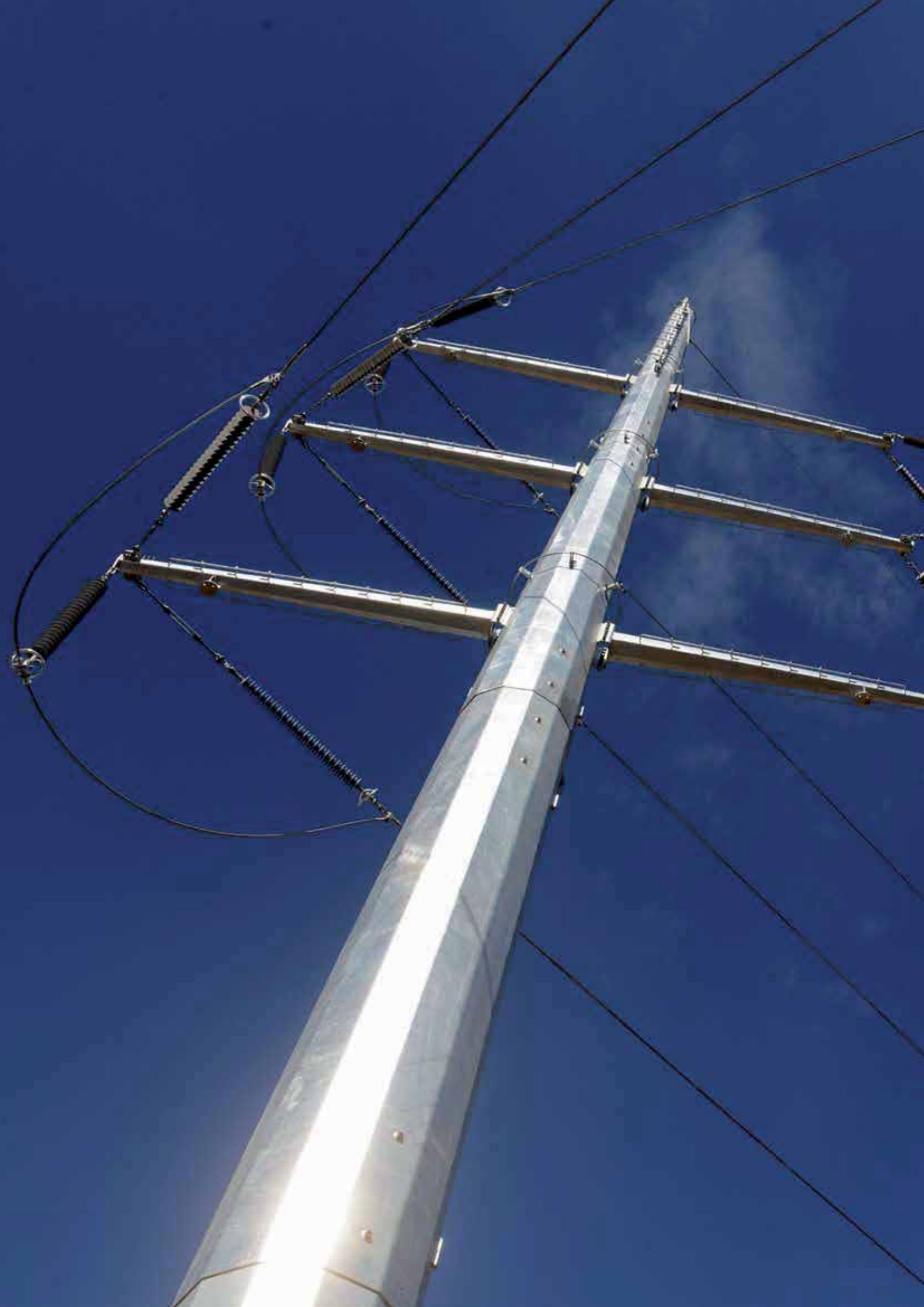
Perímetro de Participaciones Societarias de Endesa Chile



Hechos Relevantes de la Entidad







Hechos Relevantes o Esenciales

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley N° 18.045, sobre Mercado de Valores, y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de esa Superintendencia, se informan los siguientes hechos esenciales:

- > Con fecha 20 de enero de 2015, se informó en carácter de hecho esencial, lo siguiente:

Con fecha 20 de enero de 2015, el Gerente General, don Luigi Ferraris, presentó su renuncia a dicho cargo mediante carta dirigida al Presidente del Directorio de la Compañía. Dicha renuncia se fundó en razones de índole familiar y tuvo efecto a contar del día 29 de enero de 2015. En una próxima sesión, el Directorio procederá a designar un reemplazante.

Los informes señalados fueron solicitados por los mencionados órganos societarios de la Compañía, con ocasión del estudio de una eventual operación entre partes relacionadas, en adelante, la Operación.

- Con fecha 29 de enero de 2015, se informó en carácter de hecho esencial que en sesión de Directorio celebrada con fecha 29 de enero de 2015, el Directorio de la Sociedad por la unanimidad de sus miembros nombró como Gerente General de la Sociedad, a don Luca D'Agnese, en sustitución de don Luigi Ferraris, quien presentó la renuncia a su cargo el pasado 20 enero, tal como se informó mediante hecho esencial de la Compañía de esa misma fecha.
- Con fecha 29 de enero de 2015, se informó que en sesión de Directorio celebrada con fecha 29 de enero de 2015, el Directorio de la Sociedad, por la unanimidad de sus miembros, acordó informar en carácter de hecho esencial lo siguiente:

- a.- Evaluación de la inversión en el Proyecto Hidroaysén.

En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del

proyecto Hidroaysén en el que participa nuestra filial Endesa Chile. Como es de público conocimiento esta decisión ha sido recurrida ante los tribunales de Valdivia y Santiago. Recientemente, el 28 de enero, se tomó conocimiento que se ha denegado parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., en adelante "Hidroaysén" en el año 2008.

La filial Endesa Chile ha manifestado su voluntad de impulsar en Hidroaysén la defensa de los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada al proyecto en las instancias que corresponda, continuando las acciones judiciales ya iniciadas o implementando nuevas acciones administrativas o judiciales que sean necesarias para este fin, y mantiene el convencimiento de que los recursos hídricos de la región de Aysén son importantes para el desarrollo energético del país.

Sin embargo, en la situación actual, existe incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysén ya que depende tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que hoy no se está en condiciones de prever, por lo que la inversión no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos de Endesa. En consecuencia, la filial Endesa Chile ha decidido registrar una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto de 69.066 millones de pesos (aproximadamente US\$ 121 millones), que afecta el resultado neto de Endesa Chile del ejercicio 2014.

Los efectos financieros y contables que tendrá para Enersis la provisión de deterioro de Endesa Chile sobre su participación en Hidroaysén resultan en un cargo al resultado neto de Enersis por \$ 41.426 millones (aproximadamente US\$ 73 millones).

b.- Evaluación del Proyecto Punta Alcalde.

El proyecto Punta Alcalde de nuestra filial Endesa Chile cuenta con Resolución de Calificación Ambiental (RCA) aprobada para el proyecto de generación (ratificado con condiciones por la Corte Suprema en enero 2014). Para completar su tramitación ambiental, es necesario contar con la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) asociado a la línea de transmisión, actualmente en proceso.

El equipo de Ingeniería de Endesa Chile, con el apoyo de sus expertos en tecnología de carbón, han estudiado las posibilidades de adaptar Punta Alcalde para que sea un proyecto rentable y tecnológicamente más sustentable. La conclusión alcanzada es que tales adaptaciones implicarían modificaciones mayores a la RCA aprobada de difícil tramitación.

Por lo tanto, la filial Endesa Chile ha decidido detener el desarrollo del proyecto Punta Alcalde y el proyecto de transmisión asociado Punta Alcalde-Maitencillo, a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad, provisionando el valor de activos no recuperables.

Los efectos financieros y contables que tendrá para Enersis la provisión de deterioro en Endesa Chile sobre el proyecto Punta Alcalde, resultan de cargar el valor no recuperable de los activos por 12.582 millones de pesos, antes de impuestos (aproximadamente US\$ 22 millones), con un efecto neto en los resultados de Enersis correspondientes al ejercicio 2014 por 5.509 millones (aproximadamente US\$ 10 millones).

c.- Transacción con Consorcio SES – Tecnimont.

Con fecha de hoy, el Directorio de nuestra filial Endesa Chile ha aceptado y aprobado el documento denominado “Transacción, Finiquito y Cancelación Condicionales”, en adelante la Transacción, por el cual Endesa Chile y las empresas Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada; Tecnimont SpA; Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda.; Slovenske Energeticke Strojarnje

a.s.(“SES”); e “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”, en adelante todos colectivamente denominados el “Consorcio” ponen término al arbitraje iniciado por Endesa Chile ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI) en relación con el cumplimiento de las obligaciones pactadas por el Consorcio al amparo del Contrato Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina y se otorgan un amplio finiquito recíproco de las obligaciones generadas al amparo de dicho contrato. La aceptación y aprobación del Directorio de Endesa Chile de la Transacción, se ha acordado en la medida que se cumplan debida y oportunamente las condiciones suspensivas que se pactan en dicho instrumento, entre las cuales se cuenta que todos y cada uno de los directorios y/u órganos de administración de las sociedades que conforman el Consorcio hayan aceptado y aprobado expresamente los términos de la Transacción y todos sus elementos de su esencia, naturaleza y meramente accidentales.

Como consecuencia de la Transacción, los efectos financieros para Enersis corresponden al reconocimiento de una mayor inversión de US\$ 125 millones.

- Con fecha 22 de abril de 2015, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

El Directorio de Enersis S.A., en sesión celebrada el día 22 de abril de 2015, ha tomado conocimiento de un hecho esencial difundido en esta misma fecha por su Controlador, la sociedad italiana Enel SpA, mediante el cual ésta se refiere a la conveniencia de que los Directorios de Enersis S.A., Endesa Chile y Chilectra inicien el análisis de un eventual proceso de reorganización societaria destinado a la separación de las actividades de generación y distribución de energía eléctrica desarrolladas en Chile de las desarrolladas en otros países de Latinoamérica.

Este Directorio ha resuelto, por la unanimidad de sus miembros presentes, adjuntar al presente copia del texto de dicho hecho esencial, tanto en su versión italiana como inglesa, a fin de que sea conocido por todos los accionistas de Enersis S.A. Asimismo, ha decidido que, una vez que se produzca la renovación

del Directorio, se examine la posible conveniencia de iniciar el estudio de dicha iniciativa en su próxima sesión ordinaria prevista para el día 28 de abril de 2015. Enersis informará oportunamente a la Superintendencia de Valores y Seguros, a todos sus accionistas y al mercado en general acerca de las decisiones que adopte en esta materia.

- En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2015, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N°90, de \$0,83148 por acción), y un dividendo adicional, que sumados ascienden a un total de \$305.078.934.556, que equivale a \$6,21433 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°90 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N°91 ascendente a \$264.259.128.599, que equivale a \$5,38285 por acción.

- Con fecha 28 de abril de 2015, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

1° En Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A., de fecha 28 de abril de 2015, se eligió un nuevo Directorio de la compañía por un período de tres años, conformado por las siguientes personas:

Sr. Jorge Rosenblut
Sr. Francesco Starace
Sra. Francesca Di Carlo
Sr. Alberto De Paoli
Sr. Hernán Somerville Senn
Sra. Carolina Schmidt Zaldívar
Sr. Rafael Fernández Morandé

2° En sesión de Directorio celebrada con fecha 28 de abril de 2015, fue elegido como Presidente del Directorio y de la Compañía, don Jorge Rosenblut, como Vicepresidente del Directorio, don Francesco Starace y como Secretario del Directorio, don Domingo Valdés Prieto.

3° Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores regido por la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Sarbanes Oxley Act, el

cual quedó integrado por los Directores señores Hernán Somerville Senn, Carolina Schmidt Zaldívar y Rafael Fernández Morandé. De conformidad a lo dispuesto en la Circular N°1.956 de la Superintendencia de vuestra dirección, se informa que los tres Directores antes señalados son directores independientes.

4° Se informa que el Directorio de Enersis S.A. ha designado como Experto Financiero del Comité de Directores al director señor Hernán Somerville Senn.

5° Finalmente se informa que el Comité de Directores de Enersis S.A. ha designado como Presidente al señor Hernán Somerville Senn y como Secretario a don Domingo Valdés Prieto.

- Con fecha 28 de abril de 2015, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

El Directorio de Enersis S.A. ("Enersis") ha resuelto, por la unanimidad de sus miembros, iniciar los análisis de una reorganización societaria tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de Chile por Enersis y sus filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile") y Chilectra S.A. ("Chilectra"). El objetivo de esta reorganización es resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivan actualmente de la compleja estructura societaria del Grupo Enersis y la generación de valor para todos sus accionistas, manteniendo los beneficios derivados de la pertenencia al Grupo Enel.

Para ello, la Compañía se propone analizar una posible reorganización societaria consistente en la división de Enersis, Endesa Chile y Chilectra para la segregación, por un lado, de los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, de las actividades fuera de Chile, y eventualmente una futura fusión de las sociedades resultantes que sean propietarias de las participaciones en negocios fuera de Chile.

Ninguna de estas operaciones requeriría la aportación de recursos financieros adicionales por parte de los accionistas.

Asimismo, todos los accionistas mantendrían en las sociedades resultantes de las divisiones antes indicadas idéntica participación a la que tuvieron con anterioridad.

Las nuevas sociedades creadas como consecuencia de esta reorganización societaria estarían también radicadas en Chile y sus acciones cotizarían en los mismos mercados en que actualmente lo hacen las sociedades del Grupo Enersis.

El Directorio de Enersis ha instruido a la gerencia para que analice esta posible reorganización societaria teniendo en consideración tanto el interés social como el de todos los accionistas y otros stakeholders, con especial atención al interés de los accionistas minoritarios, así como para trasladar esta iniciativa a los directorios de Endesa Chile y Chilectra.

De ser aprobada por los directorios de Enersis, Endesa Chile y Chilectra, la propuesta de reorganización societaria sería, en su caso, sometida a la aprobación de las respectivas juntas de accionistas.

La Compañía mantendrá informado al mercado del avance de esta iniciativa.

- Con fecha 30 de junio de 2015, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

En sesión de Directorio, de fecha 30 de junio de 2015, el Directorio de la Sociedad nombró como Presidente del Directorio y de la Sociedad a don Francisco de Borja Acha Besga, en sustitución de don Jorge Rosenblut, quien renunció a su cargo en esta misma fecha.

Asimismo, el Directorio tomó conocimiento que el pasado 26 de junio doña María Carolina Schmidt Zaldivar renunció a su cargo de Directora y miembro del Comité de Directores. Con fecha 30 de junio de 2015 el Directorio de Enersis designó en su reemplazo al señor Herman Chadwick Piñera, quien asumió a partir de esa fecha como Director Independiente y miembro del Comité de Directores.

En consecuencia, el Directorio de la Compañía y el Comité de Directores quedaron conformados de la siguiente manera:

Directorio

Francisco de Borja Acha Besga	Presidente
Sr. Francesco Starace	Vicepresidente
Alberto Di Paoli	
Francesca Di Carlo	
Hernán Somerville Senn	
Herman Chadwick Piñera	
Rafael Fernández Morandé	

Comité de Directores

Hernán Somerville Senn	Presidente y Experto Financiero
Rafael Fernández Morandé	
Herman Chadwick Piñera	

El Directorio manifestó sus agradecimientos al Sr. Rosenblut por su desempeño en la Presidencia de Enersis y anteriormente en las filiales de Endesa Chile y Chilectra. Asimismo el Directorio agradeció los valiosos aportes al Directorio de la Compañía por parte de la Sra. Carolina Schmidt Zaldivar.

- En relación con la operación de reorganización societaria descrita en los hechos esenciales de la Compañía de fecha 22 y 28 de abril de 2015 y en la respuesta al Oficio Ordinario N°8.438 ingresada el 27 de abril de 2015, se informó con carácter de hecho esencial que con fecha 20 de julio de 2015, Enersis recibió de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) respuesta a la consulta realizada en forma reservada el pasado 18 de mayo de 2015. Se acompañó a este hecho el texto de la consulta a la cual la SVS levantó el carácter de reserva, así como el Oficio Ordinario N°15443, que contiene las respuestas a la mencionada consulta.

Consulta enviada con fecha 18 de mayo de 2015:

En virtud de las atribuciones que corresponden a la Superintendencia de Valores y Seguros por aplicación de lo establecido en el artículo 4' letra a) del Decreto Ley N°3.538, de 1980, y en ejercicio de la facultad a que se refiere la letra b) del referido precepto legal, hacemos esta presentación reservada solicitando su interpretación administrativa respecto de las consultas que se formulan.

Las consultas se enmarcan dentro de un eventual proceso de reorganización societaria que a continuación se describe en sus aspectos esenciales y de manera

resumida, respecto de las sociedades anónimas abiertas Enersis SA (en adelante también "Enersis"), Empresa Nacional de Electricidad SA (en adelante también "Endesa"), y Chilectra SA (en adelante también "Chilectra").

Como se ha informado al mercado y a esa Superintendencia mediante, entre otras informaciones, respuesta de Enersis de fecha 27 de abril de 2015 a su Oficio Ordinario número 8438 de fecha 24 de abril de 2015, la reorganización implicaría la separación de las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en Chile de aquellas realizadas en otros países de Latinoamérica. Se busca con ello maximizar el potencial de crecimiento para Enersis y sus filiales Endesa y Chilectra; resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivan actualmente de la compleja estructura societaria del grupo Enersis; y generar valor para todos sus accionistas. En concreto, la reorganización permitiría enfocar los planes industriales para Chile y el resto de los países de Latinoamérica, en función de las respectivas exigencias de cada ámbito geográfico. Asimismo, incrementaría la visibilidad de los activos, lo que, a través de la definición de nuevas equity stories, permitiría extraer el mayor valor de los mismos. Según se ha informado a esa Superintendencia y al público general, mediante los hechos esenciales de cada una de las tres sociedades emitidos con fecha 28 de abril de 2015, cada uno de los directorios de las tres sociedades ha acordado que se analice la reorganización societaria teniendo en consideración tanto el interés social como el de todos los accionistas y otros stakeholders, con especial atención al interés de los accionistas minoritarios. Este proceso comprende varias operaciones y etapas, si bien todas ellas tienden a un mismo objetivo.

La descripción de las operaciones es la siguiente:

(a) Acordar la división de cada una de Endesa y Chilectra, mediante la creación de dos nuevas sociedades denominadas para estos efectos "Endesa-2" y "Chilectra-2", respectivamente. A cada una de las sociedades que nacerían de las divisiones se le asignaría la totalidad del negocio que actualmente desarrolla en Chile cada una de las sociedades así divididas. Es decir, se asignaría la parte del patrimonio conformada, entre otros, por los activos, pasivos

y autorizaciones administrativas correspondientes, que cada una de las sociedades escindidas tienen actualmente en Chile, lo que en cada caso representa más de un 50% del activo de cada una de las sociedades que se escinden. Por su parte cada una de las sociedades que se divide conservarían el patrimonio correspondiente al negocio internacional (fundamentalmente, participaciones accionariales en sociedades domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú).

Las nuevas sociedades Endesa-2 y Chilectra-2 cotizarían en los mercados bursátiles donde actualmente lo hacen, respectivamente, Endesa y Chilectra, y en el caso de Endesa-2, además, se sometería a lo dispuesto en el Título XII del D.L. 3.500 de 4 de noviembre de 1980.

(b) Acordar la división de Enersis, que es el accionista mayoritario controlador de Endesa y Chilectra, mediante la creación de una nueva sociedad denominada para estos efectos como "Enersis-2". A Enersis-2 se le asignarían las participaciones e inversiones que Enersis tendría, como consecuencia de las divisiones de Endesa y Chilectra, en las sociedades Endesa-2 y Chilectra-2, lo que podría representar más de un 50% del activo de Enersis, y eventuales pasivos que se asignarían al negocio escindido. De esta manera, la nueva sociedad Enersis-2 sería la sociedad holding del negocio chileno radicado en Endesa-2 y en Chilectra-2 y la sociedad que se divide, esto es Enersis, conservarían la calidad de sociedad holding del negocio internacional comprendiendo la participación de Endesa y Chilectra. La nueva sociedad Enersis-2 cotizaría en los mercados bursátiles donde actualmente lo hace Enersis, y se sometería a lo dispuesto en el Título XII del D.L. 3.500 de 4 de noviembre de 1980

(c) Cada uno de los acuerdos de aprobación de división de las sociedades Endesa y Chilectra se encontrarían sujetos al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas: (i) que se apruebe por las autoridades competentes que corresponda la asignación y modificación de los permisos, concesiones y/o autorizaciones administrativas de cada una de las sociedades Endesa y Chilectra en que se dividen para su cesión o atribución a cada una de las respectivas

nuevas sociedades que nacerían producto de dichas divisiones, y (ii) que se apruebe en la respectiva junta extraordinaria de accionistas la división de Endesa y Chilectra, según sea el caso, en los términos señalados en la letra (a), y de la sociedad Enersis, en los términos señalados en la letra (b) anterior.

Por su parte, el acuerdo de división de la sociedad Enersis, a su vez, se encontraría sujeto a la condición suspensiva de que se materialicen las divisiones de las sociedades Endesa y Chilectra en la forma señalada en la letra (b) precedente.

Hacemos presente que, por tratarse de sociedades operativas, que cuentan con un gran número de contratos, permisos, concesiones y autorizaciones administrativas, se estima que el proceso de aprobación en relación a la asignación de los mismos a las nuevas sociedades podría demorarse varios meses, pudiendo el proceso extenderse más allá del 31 de diciembre de 2015.

- (d) Por otro lado, con posterioridad a la materialización de las divisiones referidas precedentemente, se llevaría a cabo una fusión por absorción de dos de las sociedades escindidas ya divididas en la tercera sociedad escindida (Enersis).

El resultado final sería que la sociedad que resulte continuadora luego de la fusión (post-fusión) desarrollaría directamente el negocio internacional y Enersis-2 (post-divisiones, en forma indirecta mediante la propiedad de las acciones de sus filiales Endesa-2 y Chilectra-2), desarrollaría el negocio nacional chileno, lo que, en su caso, representaría una amplia simplificación respecto de la actual estructura.

- (e) Las sociedades resultantes de las divisiones antes señaladas y, en su caso, la fusión descrita, podrían cambiar sus denominaciones sociales por las que se consideren más convenientes en atención al desenvolvimiento de sus actividades en el futuro.

En la presentación adjunta a la carta de Enersis de fecha 27 de abril de 2015, se contiene un cuadro descriptivo de los distintos pasos en que se divide la reorganización. Igualmente, se acompaña a este escrito un Anexo 1

que contiene un cuadro que detalla las participaciones accionarias de ciertos directores de Enersis, Endesa y Chilectra en las sociedades Enersis y Endesa, así como la tenencia de bonos.

En el contexto antes indicado, formulamos a Ud. las siguientes consultas:

1. Confirmar que la división de las tres sociedades anónimas abiertas Enersis, Endesa y Chilectra, no constituye una operación con partes relacionadas para las sociedades indicadas, de conformidad con las normas establecidas en el Título XVI de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas ("Ley N°18.046"). En el caso de una división no existe una operación de la sociedad objeto de la división con un tercero y, en consecuencia, falta el supuesto básico para la aplicación de las normas sobre operación con partes relacionadas contenidas en el Título XVI de la Ley N°18.046. Además, por las mismas razones que fundamentan el Oficio N°106 de esa Superintendencia emitido con fecha 2 de febrero de 2012, cabe considerar que la división de una sociedad anónima se rige por reglas que le son propias a los acuerdos de accionistas respecto a la división de sociedades anónimas contenidos en la Ley N°18.046 y su reglamento y que, por su especialidad, prevalecen sobre las normas que regulan las operaciones con partes relacionadas.
2. Confirmar que la fusión de las sociedades anónimas resultantes de las divisiones descritas en la pregunta anterior no constituye una operación con partes relacionadas, de conformidad con las normas establecidas en el Título XVI de la Ley N°18.046. En este sentido, conforme lo ha señalado esa Superintendencia mediante Oficio N°106 emitido con fecha 2 de febrero de 2012, cabe considerar que "las operaciones de fusión se encuentran reguladas específicamente en el Título IX de la ley N°18.046, lo que constituye una normativa especial para éstas." Continúa el señalado Oficio argumentando que "En razón de lo expuesto, y en lo que respecta a su segunda consulta, a la fusión no se le hacen aplicables las normas de operaciones con partes relacionadas establecidas en el Título XVI de la ley 18.046, sino las disposiciones que regulan específica y particularmente los acuerdos de fusión, que para ese caso dispuso la mencionada ley".

3. En el supuesto de que esa Superintendencia considere que, bien las divisiones descritas en la primera consulta o bien la fusión descrita en la segunda consulta, constituyen una operación con partes relacionadas de conformidad con las normas establecidas en el Título XVI de la Ley N° 18.046, solicitamos se confirme qué sociedades o personas naturales participantes en cada una de las operaciones mencionadas, serían, precisamente y en cada caso concreto, consideradas parte relacionada y con quién.
4. Confirmar que en las divisiones de las sociedades Enersis, Endesa y Chilectra, respectivamente, en que a cada nueva sociedad constituida se le asignan activos que podrían representar más del 50% de los activos de la sociedad que se divide, no aplica el derecho a retiro establecido en el artículo 69, inciso 4°, número 3 de la Ley N°18.046, en razón de que no existe una “enajenación” en los términos del artículo 67, inciso 2°, número 9 del mismo cuerpo legal, sino una asignación. Al efecto, la ley define a la división de una sociedad anónima como “la distribución de su patrimonio entre si y una o más sociedades anónimas que se constituyan al efecto.” Así lo ha entendido esa Superintendencia, al señalar en el Oficio N°2.048 del 14 de Junio de 1989 que “al definirse esta institución (la división) como un proceso de distribución de patrimonio entre entes jurídicos que desarrollarán actividades independientes, pero manteniendo en conjunto las identidades de un patrimonio inicial, los mismos accionistas y con iguales derechos individuales de éstos en el patrimonio referido, esta distribución corresponde necesariamente a una asignación de cuotas de la universalidad jurídica que representa el patrimonio de la sociedad que se divide, realizado por una decisión de los accionistas de la persona jurídica por simple reforma estatutaria. En consecuencia, en opinión de esta Superintendencia, resulta lógico concluir que en la especie, esto es, división de una sociedad anónima, no existe propiamente una transferencia o transmisión de bienes, sino que hay una especificación de derechos preexistentes. los cuales en virtud de la decisión societaria adoptada en la forma y por la mayoría que prescribe la ley, quedan radicados en entidades jurídicas independientes, conformando en ese mismo acuerdo al acto constitutivo de la nueva o nuevas sociedades que

se crean.” Adicionalmente. así lo ha señalado el Servicio de Impuestos Internos en la Circular N°68 de 1996, indicando lo siguiente: “sobre este tipo de reorganización (divisiones) de sociedades de cualquier clase, cabe señalar que, teniendo presente un pronunciamiento de la Superintendencia de Valores y Seguros, este Servicio ha concluido que en el caso de división de una sociedad, la distribución que se hace del patrimonio de la sociedad que se divide corresponde a la asignación de cuotas de una universalidad jurídica y, consecuentemente, no existe propiamente una transferencia o transmisión de bienes, sino que se trata de una especificación de derechos preexistentes los cuales, en virtud de la decisión societaria adoptada, quedan radicados en una entidad jurídica independiente. En consecuencia, el traspaso de los bienes que se efectúen con motivo de la división de una sociedad, no constituye propiamente un aporte puesto que no hay una enajenación.”.

Quedamos a su disposición para proporcionar cualquier otro antecedente que estime conveniente para dar respuesta a la materia consultada.

Anexo 1

Participaciones accionarias de ciertos directores de Enersis, Endesa y Chilectra en las sociedades Enersis y Endesa, así como la tenencia de bonos

Directores con acciones	ENI	EOC	Chilectra
Hernán Somerville (ENI)	3.760.000 acciones	458.851 acciones	0
Carolina Schmidt (ENI)	0	12.980 acciones	0
Isabel Marschall (EOC)	Uf 1.000 bonos	26.633 acciones	0
Hernán Felipe Errázuriz C. (Chilectra)	0	49.409 acciones	0
Marcelo Liévenes (Chilectra)	11.000 acciones	6.862 acciones	0

Nota: En todos los casos las acciones son participación indirecta a través de sociedades de Inversión del respectivo director, salvo en el caso de Marcelo Liévenes que es propietario directo.

Respuesta de la Superintendencia de Valores y Seguros mediante oficio ordinario N°15443 fue recibida con fecha 20 de julio de 2015 y se describe a continuación:

Mediante consulta reservada de 18 de mayo, esa sociedad efectuó a este Servicio una serie de preguntas referidas

al denominado “proceso de reorganización societaria” cuyos aspectos fundamentales se describen tanto en la citada presentación como en los hechos esenciales de 22 y 28 de abril de 2015 y en la respuesta al Oficio Ordinario N°8.438 de 2015, ingresada a esta Superintendencia con fecha 27 de abril de 2015, y que, en resumen, implican en una primera etapa la división de Enersis S.A., Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Chilectra S.A. y luego una fusión por incorporación de algunas de las sociedades resultantes de tales divisiones.

Antes de entrar en el análisis de su presentación, cabe hacer presente que, en razón que los hechos del caso han sido de público conocimiento y atendida la fe pública y el interés de los inversionistas comprometido en este caso, resulta justificado, conforme lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 23 del D.L. N°3.538 de 1980, que se levante la reserva de su presentación del antecedente, encontrándose disponible al público a partir de la fecha del presente oficio.

En relación con sus consultas, y a la luz únicamente de los antecedentes presentados por esa sociedad, los que no incluyen un detalle de la forma en que se materializarán cada una de las etapas del proceso, cumpro con señalar lo siguiente:

1. Debe tenerse presente que, tal como se ha señalado por parte de esa sociedad, el proceso de “reorganización societaria”, que contiene diferentes etapas, debe ser analizado tanto en forma individual como considerado como una sola operación, ya que el objetivo que se pretende conseguir únicamente se logra en el entendido que se lleven a cabo todas y cada una de las etapas expuestas por esa sociedad; esto es, las divisiones y fusiones que se realizarán no pueden ser examinadas cada una de ellas sólo como operaciones independientes y autónomas.
2. Considerando lo anterior, en relación con su primera consulta, esto es, “confirmar que la división de las tres sociedades anónimas abiertas Enersis, Endesa y Chilectra, no constituye una operación con partes relacionadas para las sociedades indicadas, de conformidad con las normas establecidas en el Título XVI de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas”, cabe señalar que, conforme al artículo 94 de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas (“Ley de

Sociedades Anónimas”), la división de una sociedad anónima consiste en la distribución de su patrimonio entre si y una o más sociedades anónimas que se constituyen al efecto, razón por la cual en este tipo de operación no interviene otra persona distinta de la sociedad que se divide, por tanto no se puede configurar la relación descrita en el artículo 146 de la ley de Sociedades Anónimas.

Asimismo, la división de sociedades se encuentra expresamente regulada en el Título IX de la Ley de Sociedades Anónimas, lo que constituye una norma especial. con requisitos específicos que deben cumplirse en estos casos, los cuales se encuentran contenidos básicamente en los artículos 94 y 95 de la Ley de Sociedades Anónimas y en los artículos 147 y siguientes del D.S. N°702 del Ministerio de Hacienda del año 2011 que aprobó el Reglamento de Sociedades Anónimas (“Reglamento de Sociedades Anónimas”), como asimismo, para los emisores de valores, en la Sección II de la Norma de Carácter General N°30 de 1989 de esta Superintendencia.

En consecuencia, a la división de una sociedad anónima abierta no le resultan aplicables las normas establecidas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, sino sólo las disposiciones que regulan específicamente los acuerdos sobre división.

3. En relación con su segunda consulta, esto es, “confirmar que la fusión de las sociedades anónimas resultantes de las divisiones descritas en la pregunta anterior no constituye una operación con partes relacionadas, de conformidad con las normas establecidas en el Título XVI de la Ley N°18.046.”, cabe señalar que, conforme al artículo 99 de la Ley de Sociedades Anónimas, la fusión consiste en la reunión de dos o más sociedades en una sola que las sucede en todos sus derechos y obligaciones, razón por la cual en este tipo de operación, a diferencia de la división, si interviene otra sociedad.

No obstante lo anterior, y conforme con el criterio sostenido por este Servicio en el Oficio Reservado N°106 de 2 de febrero de 2012, la fusión de sociedades se encuentra expresamente regulada en el Título IX de la Ley de Sociedades Anónimas, lo que constituye una norma especial para estas

operaciones, con requisitos específicos que deben cumplir las sociedades que se fusionan, contenidos tanto en el Título IX de dicha ley como en los artículos 155 y siguientes del Reglamento de Sociedades Anónimas, y para los emisores de valores. en la Sección II de la Norma de Carácter General N°30 de esta Superintendencia, como son: quorum especial de aprobación. derecho a retiro del accionista disidente, e información previa que debe estar disponible para los accionistas en los plazos correspondientes.

En consecuencia, en la fusión en que intervenga una o más sociedades anónimas abiertas no resultan aplicables las normas establecidas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, sino sólo las disposiciones que regulan específicamente los acuerdos sobre fusión.

4.- Sin perjuicio de lo antes expuesto, estimamos asimismo necesario señalar que no corresponde emplear en las etapas antes expuestas de esta "reorganización societaria", consideradas como una sola operación, las normas sobre operaciones con partes relacionadas del Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, por cuanto, en consideración de los motivos antes expuestos para las etapas de la "reorganización societaria", corresponde solo aplicar las disposiciones que regulan específicamente tales acuerdos.

5.- En relación con su tercera consulta, esto es, "en el supuesto que esa Superintendencia considere que, bien las divisiones descritas en la primera consulta o bien la fusión descrita en la segunda consulta, constituyen una operación con partes relacionadas de conformidad con las normas establecidas en el Título XVI de la Ley N°18.046, solicitamos se confirme qué sociedades o personas naturales participantes en cada una de las operaciones mencionadas, serían, precisamente y en cada caso concreto, considerada parte relacionada y con quien", no se dará respuesta atendido lo informado anteriormente.

6.- En relación con su cuarta consulta, esto es, "confirmar que en las divisiones de las sociedades Enersis, Endesa y Chilectra, respectivamente, en que a cada nueva sociedad constituida se le asignan

activos que podrían representa, más del 50% de los activos de la sociedad que se divide, no aplica el derecho a retiro establecido en el artículo 69, inciso 4°, número 3 de la Ley N°18.046, en razón de que no existe una "enajenación" en los términos del artículo 67, inciso 2°, número 9 del mismo cuerpo legal, sino una asignación ", se reitera el criterio establecido por este Servicio en Oficio Ordinario N°2.048 de 14 de junio de 1989, confirmado mediante Oficio Ordinario N°1.929 de 20 de enero de 2014, en el sentido que, en la división de sociedades anónimas, no hay una enajenación de activos de la sociedad continuadora a la nueva sociedad resultante de la división. por lo que no resultaría aplicable a la división lo dispuesto en el número 2 del inciso cuarto del artículo 69 de la Ley de Sociedades Anónimas.

7.- Sin perjuicio de lo señalado precedentemente, cabe hacer presente lo siguiente:

a. Que todas las obligaciones que la legislación vigente establece a los directores, se fundan en el concepto de "interés social". En efecto, sobre el particular podemos mencionar diversas disposiciones contenidas en la Ley de Sociedades Anónimas que establecen este principio, tales como el inciso tercero del artículo 39. sobre obligación de los directores de velar por los "intereses" de todos los accionistas y no solo de aquellos que lo eligieron; el numeral 1) del artículo 42, en virtud del cual los directores no pueden realizar ninguna actuación que no tenga por fin el "interés social"; y el numeral 7) del artículo 42, que sanciona "cualquier acto" contrario al interés social,

b. En ese entendido, la ley ha establecido obligaciones específicas para los directores, dentro de las cuales se encuentran las de: i) informarse "plena y documentadamente de "todo lo relacionado con la marcha de la empresa" (derecho-deber de informarse contenido en el inciso segundo del artículo 39 de Ley de Sociedades Anónimas); y ii) "emplear en el ejercicio de sus funciones el cuidado y diligencia que los hombres emplean ordinariamente en sus propios negocios" (diligencia debida consagrada en el artículo 41 de la Ley de Sociedades Anónimas), Ambos deberes. tanto el

de información como el de cuidado y diligencia, implican observar lo dispuesto en el artículo 78 del Reglamento de Sociedades Anónimas.

- c. En consideración a las responsabilidades y obligaciones legales aludidas en las letras precedentes, el directorio debe contar con información suficiente, amplia y oportuna al momento de tomar sus decisiones respecto de la "reorganización societaria" en su conjunto, con sus diversas etapas, ya que -como ya se señaló- las divisiones y fusiones no pueden ser analizadas como Independientes ni autónomas. Dicha información debe fundamentar la propuesta que finalmente será llevada por el directorio a la junta de accionistas llamada a adoptar el acuerdo respectivo, considerando que dicha propuesta sea la más conveniente para el interés social.

Al respecto, los fundamentos de la propuesta que hará en definitiva- el directorio, deberán contemplar. entre otras, los objetivos y beneficios esperados de la reorganización societaria, así como los términos y condiciones de ésta, las diversas consecuencias. implicancias o contingencias que pudiesen traer aparejada dicha propuesta, incluyendo, por ejemplo, temas operacionales y tributarios, si correspondiere, así como las implicancias respecto del uso de fondos acordado para el aumento de capital efectuado en el año 2012 por la sociedad.

- d. Dicha información deberá ser oportunamente puesta a disposición de los accionistas, atendido que las diversas etapas de la reorganización societaria serán aprobadas por las respectivas juntas de accionistas de cada una de las sociedades involucradas, de lo cual se deriva que quienes deben tomar la decisión deberán contar con todos los elementos necesarios para ello, uno de los cuales es el beneficio que la operación en su totalidad trae aparejada para el interés social.

En este contexto, y conforme con lo dispuesto en las letras a) y g) del artículo 4° del D.L. N° 3.538 de 1980 y en el artículo 147 del Reglamento de Sociedades Anónimas, se hace necesario que la sociedad de su gerencia proporcione al público en

general y a esta Superintendencia, tan pronto el directorio resuelva sobre la citada reorganización y con un mínimo de 15 días de anticipación a la fecha de celebración de la junta de accionistas que deberá pronunciarse sobre la división, los siguientes antecedentes. tanto a su respecto como de las demás sociedades intervinientes en la reorganización societaria:

- Información detallada acerca del objetivo y beneficios esperados de las divisiones, así como los términos y condiciones de éstas;
- Informe que incluya las cuentas de activo, pasivo y patrimonio de la entidad objeto de cada división, una columna de ajustes en caso que proceda y finalmente los saldos que representen a las continuadoras y las nuevas entidades según corresponda; y
- Una descripción de los principales activos que se asignan y pasivos que se delegan a las nuevas entidades.

Asimismo, y en la misma oportunidad, en atención a lo dispuesto en las letras a) y g) del artículo 4° del D.L. N°3.538 de 1980 y en el inciso final del artículo 147 del Reglamento de Sociedades Anónimas. la sociedad de su gerencia deberá proporcionar al público en general y a esta Superintendencia. los siguientes antecedentes adicionales y preliminares referidos a los procesos de fusión:

- Información detallada acerca del objetivo y beneficios esperados de las fusiones; e
- Informes emitidos por peritos independientes sobre el valor estimativo de las entidades que se fusionan y las estimaciones de la relación de canje de las acciones correspondientes.

- e. En consideración a la complejidad de la operación, esa administración podrá considerar otras medidas a objeto que los accionistas cuenten con mayores elementos para un adecuado análisis de esta operación, tales como, un pronunciamiento expreso por parte del comité de directores

respecto de la ya citada reorganización societaria objeto de su consulta.

f. Finalmente, los peritos que intervengan en el proceso deben tener presente los deberes y responsabilidades que les corresponden conforme a la legislación vigente. especialmente la responsabilidad establecida en el artículo 134 de la Ley de Sociedades Anónimas para los peritos.

8.- En consecuencia. este Servicio instruye a la sociedad de su gerencia en la reorganización societaria objeto de su consulta -y especialmente a sus directores- en orden a tener presente lo expuesto precedentemente, lo que en ningún caso tiene por objeto establecer de manera exhaustiva todas las medidas que deberán implementar los directorios de su sociedad y las demás sociedades involucradas con el objeto de resguardar debidamente el interés social. Además. se le instruye que el presente oficio sea leído íntegramente en la próxima sesión de Directorio que se celebre, debiéndose dejar constancia de ello en el acta que se levante de dicha sesión.

9.- Por último, se hace presente que, conforme con las atribuciones otorgadas en el D.L N°3.538 de 1980. Esta Superintendencia seguirá examinando y fiscalizando tanto el proceso de reorganización societaria descrito como la labor desempeñada por los directores, peritos y la administración de las entidades intervinientes sujetas a fiscalización.

- Con fecha 27 de julio de 2015, en relación con la iniciativa que fue informada por esta sociedad mediante Hechos Esenciales de 22 de abril de 2015 y 28 de abril de 2015 (, y en cumplimiento de lo dispuesto en el Oficio Ordinario n° 15443 de la Superintendencia de Valores y Seguros de 20 de Julio de 2015, se informó que el Directorio de Enersis S.A. ("Enersis") en su sesión extraordinaria celebrada con fecha 27 de julio de 2015, resolvió por unanimidad de sus miembros, que de aprobarse el llevar a cabo la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de Chile por el Grupo Enersis dicha reorganización se realizaría mediante las siguientes operaciones societarias:

1.- Cada una de las sociedades filiales Chilectra S.A. ("Chilectra") y Empresa Nacional de Electricidad

S.A. ("Endesa Chile") se dividiría, surgiendo: (i) una nueva sociedad de la división de Chilectra ("Chilectra Américas") a la que se asignarían las participaciones societarias y otros activos que Chilectra tenga fuera de Chile, y los pasivos vinculados a ellos, y (ii) una nueva sociedad de la división de Endesa Chile ("Endesa Américas") a la que se asignarían las participaciones societarias y otros activos que Endesa Chile tenga fuera de Chile, y los pasivos vinculados a ellos.

2.- Enersis, a su vez se dividiría, surgiendo de esta división una nueva sociedad ("Enersis Chile") a la que se asignarían las participaciones societarias y activos de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones en cada una de Chilectra y Endesa Chile (tras las divisiones de estas sociedades descritas anteriormente), y los pasivos vinculados a ellos, permaneciendo en la sociedad escindida Enersis (que luego de la división se denominará para estos efectos "Enersis Américas") las participaciones societarias de Enersis fuera de Chile, así como las que tenga en cada una de las nuevas sociedades Chilectra Américas y Endesa Américas creadas como consecuencia de las divisiones de Chilectra y Endesa Chile anteriormente señaladas, y los pasivos vinculados a ellas.

3.- Una vez materializadas las anteriores divisiones, Enersis Américas absorbería por fusión a Chilectra Américas y Endesa Américas, las cuales se disolverían sin liquidación, agrupándose de esta manera en la primera todas las participaciones internacionales del Grupo Enersis fuera de Chile. Esta fusión, que involucra a dos sociedades de nueva creación (Endesa Américas y Chilectra Américas), se llevaría a cabo, tan pronto fuera legalmente posible conforme a lo previsto en la normativa de aplicación.

El esquema societario que el Directorio acordó continuar analizando para dicha reorganización sería el que sigue:



Las sociedades denominadas Enersis Chile y Enersis Américas estarían radicadas en Chile y sus acciones cotizarían en los mismos mercados en que actualmente lo hacen las sociedades del grupo Enersis. Ninguna de las operaciones descritas requerirá aportación de recursos financieros adicionales por parte de los accionistas.

La Gerencia de Enersis ha recibido mandato del Directorio de continuar con el desarrollo de la operación descrita con estricta observancia de lo dispuesto en el mencionado Oficio Ordinario n°15443, para que, en su caso, se proponga a sus accionistas y a sus sociedades filiales Endesa Chile y Chilectra la realización de las actuaciones necesarias para llevar a cabo esta reorganización societaria. Se estima que la primera parte de la misma (referida a las divisiones de Enersis, Endesa Chile y Chilectra, anteriormente descritas) podría ser acordada por los correspondientes Directorios de las sociedades intervinientes en cuanto a determinar una propuesta que sería sometida a la aprobación de las respectivas juntas de accionistas dentro del último trimestre del año en curso y que la reorganización completa podría quedar concluida dentro del tercer trimestre del año 2016.

En este sentido, cabe señalar que la Superintendencia de Valores y Seguros ha confirmado mediante el mencionado Oficio Ordinario n° 15443 que una reorganización societaria de este tipo no constituiría una operación entre partes relacionadas de conformidad con las normas establecidas en el Título XVI de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas. No obstante, entre otros aspectos, ha señalado que entre la información que ha de ponerse a disposición de los accionistas que hayan de resolver sobre las divisiones referidas (primera parte de la reorganización societaria) deben incluirse informes emitidos por peritos independientes sobre el valor estimativo de las entidades que se fusionan y las estimaciones de la relación de canje correspondientes.

Igualmente, la Superintendencia de Valores y Seguros ha sugerido que, en atención a la complejidad de la operación, la administración de esta sociedad puede considerar otras medidas al objeto que los accionistas cuenten con mayores

elementos para un adecuado análisis de esta operación. A tal efecto, y en aras de dar las mayores garantías de transparencia al proceso, el Directorio de Enersis ha resuelto que, en el caso de que finalmente decida proponer la operación descrita, se acordará que el Comité de Directores se pronuncie expresamente sobre la reorganización societaria.

Enersis continuará manteniendo informado al mercado del avance de esta propuesta.

- Con fecha 13 de agosto de 2015 se informó en carácter de hecho esencial lo siguiente:

En relación con la Reorganización Societaria informada por esta Sociedad mediante Hechos Esenciales de 22 de abril, 28 de abril y 27 de julio de 2015, se comunicó que el Comité de Directores de Enersis S.A., en sesión extraordinaria celebrada con fecha 13 de agosto de 2015, resolvió por la mayoría de sus miembros, designar a IM Trust en calidad de Asesor Financiero del Comité de Directores.

Dicho Asesor Financiero fue designado con un encargo y alcance de trabajo equivalente al contemplado en la Ley sobre Sociedades Anónimas en su artículo 147, referido a evaluadores independientes y, adicionalmente, para cumplir con los requerimientos de información y fundamentación de la operación en estudio en los términos recomendados por la Superintendencia de Valores y Seguros en su Oficio Ordinario N°15443.

- Con fecha 15 de septiembre de 2015 se informó en carácter de hecho esencial lo siguiente:

En relación con la iniciativa de Reorganización Societaria informada mediante Hechos Esenciales de 22 de abril, 28 de abril y 27 de julio de 2015 y que se encuentra en análisis y estudio por parte del Directorio de esta Sociedad, se comunicó que el Directorio de Enersis S.A., en sesión extraordinaria celebrada con fecha 15 de septiembre de 2015, resolvió por la mayoría de sus miembros, designar al señor Rafael Malla en calidad de perito independiente con el propósito de dar cumplimiento a lo dispuesto por la Superintendencia de Valores y Seguros en su Oficio Ordinario N°15443 de 20 de julio de 2015, para que emita un informe

sobre un valor estimativo de las sociedades que eventualmente se fusionarían y las estimaciones de las relaciones de canje correspondientes, de llevarse a efecto la Reorganización Societaria en los términos descritos en el Hecho Esencial del 27 de julio 2015.

- Con fecha 5 de noviembre de 2015 se informó en carácter de hecho esencial que en sesión extraordinaria celebrada con fecha 5 de noviembre de 2015, el Directorio de Enersis S.A. ("Enersis" o la "Compañía") por la mayoría de sus miembros y con un voto en contra, acordó que luego de terminado el estudio de los antecedentes, los informes y opiniones que posteriormente se relacionan y atendidos los beneficios esperados de la reorganización societaria, los términos y condiciones de ésta así como sus consecuencias, implicancias o contingencias, que la propuesta de reorganización societaria del Grupo Enersis (la "Reorganización"), sí contribuye al interés social y siendo así, el Directorio ha convocado a los Sres. Directores de Enersis a una próxima nueva sesión extraordinaria, al objeto que en la misma sesión se analice la conveniencia de convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas en la que los accionistas tomen conocimiento de la Reorganización y en su caso aprueben la misma.

Por otro lado, se considera oportuno informar que el Directorio ha acordado comunicar como antecedente de "ecuación de canje estimativa" para la eventual fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en Enersis Américas comprendida en la reorganización, un rango de: (a) por cada acción de Endesa Américas, sus accionistas recibirían entre 2,3 (mín.) y 2,8 (máx.) acciones de Enersis Américas y (b) por cada acción de Chilectra Américas sus accionistas recibirían entre 4,1 (mín.) y 5,4 (máx.) acciones de Enersis Américas, sin perjuicio de que todos los informes que se refieren a dicha ecuación de canje referencial quedan a disposición de los accionistas de la Compañía y del mercado en general, como seguidamente se señala.

El Directorio considera oportuno poner a disposición de los señores accionistas a partir de esta fecha en el sitio Web de la sociedad: www.enersis.cl todos los antecedentes que se relacionan a continuación y que han servido de fundamento para deliberar sobre la Reorganización:

- (i) Estados Financieros consolidados auditados de Enersis al 30 de septiembre de 2015, el cual será utilizado para la división de Enersis (la "División).
 - (ii) Informe del Directorio de Enersis sobre la ausencia de modificaciones significativas a las cuentas de activo, pasivo o patrimonio que hayan tenido lugar con posterioridad a la fecha de referencia del respectivo balance de división.
 - (iii) Descripción de principales activos y pasivos que se asignan a la nueva sociedad resultante de la División y que se denominará Enersis S.A. ("Enersis Chile").
 - (iv) Estados de Situación Financiera Consolidados Pro-forma, con informes de atestiguación de los auditores externos de Enersis y de Enersis Chile, ambos al 1 de octubre de 2015 y que contemplan, entre otros, la distribución de las cuentas de activo, pasivo y patrimonio de ambas.
 - (v) Informe del perito independiente designado por el Directorio de la Compañía, señor Rafael Malla, incluyendo el valor estimativo de las entidades que se fusionarán y las estimaciones de relación de canje de las acciones correspondientes, en el contexto de la Reorganización.
 - (vi) Informe del asesor financiero designado por el Comité de Directores de la Compañía, IM Trust, con sus conclusiones respecto de la Reorganización.
 - (vii) Informe del Comité de Directores de la Compañía con sus conclusiones respecto de la Reorganización.
 - (viii) Documento descriptivo de la Reorganización y sus términos y condiciones.
 - (ix) Los objetivos y beneficios esperados de la Reorganización así como sus consecuencias, implicancias o contingencias, tales como aquellas de carácter operacional o tributarias.
 - (x) La determinación de número de acciones de Enersis Chile que recibirán los accionistas de Enersis.
 - (xi) Acuerdo motivado de mayoría del Directorio y con un voto en contra, con la propuesta del Directorio de la Compañía respecto de la Reorganización.
 - (xii) El proyecto de Estatutos de Enersis y de Enersis Chile luego de la División.
- Con fecha 6 de noviembre de 2015 se informó en carácter de hecho esencial que en esta fecha el Gerente General de Enersis S.A., don Luca D'Agnese, realizará la presentación adjunta a analistas e inversionistas del mercado, a fin de mantenerles oportunamente informados de la operación de reorganización societaria

del Grupo Enersis sobre la cual se pronunciaron los Directores de Enersis S.A. y de sus filiales Endesa Chile y Chilectra S.A. en el día de ayer según consta de sus respectivos hechos esenciales divulgados también el día de ayer.

En particular, dicha presentación incluye información relevante sobre inversiones futuras y targets financieros del Grupo Enersis sujetos al éxito de la operación de reorganización societaria antes referida. Para el período 2016-19 se estiman inversiones acumuladas por un total de 1,7 bn USD en Chile y de 4,5 bn USD en Perú, Colombia Brasil y Argentina por un total de 6,2 bn USD. De la misma manera, se presenta la siguiente información financiera, referida a la eventual operación de reorganización societaria:

Enersis Chile - Financial Targets

In bn USD	2016	2017	2019	CAGR (16-19')
EBITDA	1,2	1,4	1,6	11%
Ebitda Margin	33%	38%	39%	
NET INCOME	0,5	0,6	0,7	11%

Enersis Américas (post Merger) - Financial Targets

In bn USD	2016	2017	2018	CAGR (16-19')
EBITDA	2,4	2,8	3,3	11%
Ebitda Margin	33%	36%	37%	
NET INCOME	0,6	0,9	1,1	22%

Copia de dichas presentaciones también se encuentran disponibles en la página web de Enersis S.A. (www.enersis.cl) y respecto de esta información, deben tenerse presentes las prevenciones señaladas en dicha presentación.

- Con fecha 9 de noviembre de 2015 se informa en carácter de hecho esencial que se ha puesto a disposición de los accionistas y el mercado el informe del asesor financiero designado por el Directorio de la Compañía, Bank of America Merrill Lynch, con sus conclusiones respecto de la Reorganización Societaria del grupo Enersis sobre la cual se pronunciaron los Directorios de Enersis S.A. y de sus filiales Endesa Chile y Chilectra S.A. el 5 de noviembre pasado, según consta de sus respectivos hechos esenciales divulgados en esa misma fecha.

La presentación se encuentra disponible en la página web de Enersis S.A. (www.enersis.cl).

- Con fecha 10 de noviembre de 2015 se informa con carácter de hecho esencial que, en sesión extraordinaria celebrada hoy, el Directorio de Enersis S.A. ("Enersis"), por la mayoría de sus miembros y con un voto en contra, acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el día 18 de diciembre de 2015 a las 10:00 horas, la cual tendrá lugar en Espacio Riesco ubicado en Avenida El Salto 5000, comuna de Huechuraba, Santiago.

Las materias que se someterán al conocimiento y decisión de la Junta Extraordinaria de Accionistas son las siguientes:

1. Tomar conocimiento de la propuesta de reorganización societaria del Grupo Enersis (la "Reorganización") consistente en (i) la división (la "División") de Enersis y sus filiales Empresa Nacional de Chile S.A. ("Endesa Chile") y Chilectra S.A. ("Chilectra") de forma que queden separados, por un lado, los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile y (ii) la ulterior fusión de las sociedades que sean propietarias de participaciones sociales en negocios fuera de Chile.
2. Tomar conocimiento de los antecedentes que sirven de fundamento a la propuesta de Reorganización que son relevantes de conformidad con lo dispuesto en el Oficio Ordinario N°15.443 de la Superintendencia de Valores y Seguros de 20 de julio 2015, los cuales fueron puestos a disposición de los accionistas a partir del pasado 5 y 9 de noviembre de 2015, respectivamente, y que consisten en:
 - (i) Estados financieros consolidados auditados de Enersis al 30 de septiembre de 2015, los cuales serán utilizados para la División.
 - (ii) Informe del Directorio de Enersis sobre la ausencia de modificaciones significativas a las cuentas de activo, pasivo o patrimonio que hayan tenido lugar con posterioridad a la fecha de referencia del respectivo balance de División.
 - (iii) Descripción de principales activos y pasivos que se asignan a la nueva sociedad resultante de la División y que se denominará Enersis Chile S.A. ("Enersis Chile").

- (iv) Estados de situación financiera consolidados proforma, con informe de atestiguación de los auditores externos de Enersis y de Enersis Chile, ambos al 1 de octubre de 2015 y que contemplan, entre otros, la distribución de las cuentas de activo, pasivo y patrimonio de ambas.
 - (v) Informe del asesor financiero designado por el Directorio de la Compañía, Bank of America Merrill Lynch, con sus conclusiones respecto de la Reorganización.
 - (vi) Informe del perito independiente designado por el Directorio de la Compañía, señor Rafael Malla, incluyendo el valor estimativo de las entidades que se fusionarán y las estimaciones de relación de canje de las acciones correspondientes, en el contexto de la Reorganización.
 - (vii) Informe del asesor financiero designado por el Comité de Directores de la Compañía, IM Trust, con sus conclusiones respecto de la Reorganización.
 - (viii) Informe del Comité de Directores de la Compañía con sus conclusiones respecto de la Reorganización.
 - (ix) Documento descriptivo de la Reorganización y sus términos y condiciones, en el cual se explican los términos de la condición a la cual queda sometida la fusión y que refiere al derecho de retiro.
 - (x) Los objetivos y beneficios esperados de la Reorganización, así como sus consecuencias, implicancias o contingencias, tales como aquellas de carácter operacional o tributarias.
 - (xi) La determinación de número de acciones de Enersis Chile que recibirán los accionistas de Enersis.
 - (xii) Acuerdo motivado del Directorio con la propuesta del Directorio de la Compañía respecto de la Reorganización.
 - (xiii) El proyecto de Estatutos de Enersis y de Enersis Chile luego de la División.
3. Aprobar, conforme a los términos del Título IX de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas y el párrafo 1 del Título IX del Reglamento de Sociedades Anónimas, sujeta a las condiciones suspensivas que se señalan en el numeral 4 siguiente, la propuesta de División de la Compañía

en dos sociedades, surgiendo de esta división la nueva sociedad anónima abierta Enersis Chile, la que estará regida por el Título XII del D.L. 3500, a la que se le asignarían las participaciones societarias y activos y pasivos asociados de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones accionariales en cada una de las sociedades Chilectra y Endesa Chile ya divididas, e incorporándose en ella la totalidad de los accionistas de Enersis en la misma proporción que les correspondía en el capital de Enersis por un número de acciones que será igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida Enersis, que luego de la división se denominaría Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas"), las participaciones societarias de Enersis fuera de Chile, incluyendo sus participaciones accionariales en las sociedades resultantes de las divisiones de Chilectra y Endesa Chile que se denominarían respectivamente Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas") y Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas"), y los pasivos vinculados a ellas, al igual que todos los demás activos y pasivos no asignados expresamente a Enersis Chile en la División.

4. Aprobar que la División de Enersis que acuerde la Junta Extraordinaria de Accionistas estará sujeta a las condiciones suspensivas consistentes en que las actas de las juntas extraordinarias de accionistas en que se aprueben las divisiones de Endesa Chile y Chilectra hayan sido debidamente reducidas a escritura pública y sus respectivos extractos hayan sido inscritos y publicados debida y oportunamente en conformidad a la ley. Adicionalmente, y conforme el artículo 5° en relación con el artículo 148, ambos del Reglamento de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, aprobar que la División tendrá efecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a aquel en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de División de Enersis que se señala en el numeral siguiente, sin perjuicio del cumplimiento oportuno de las formalidades de inscripción en el Registro de Comercio correspondiente y las publicaciones en el Diario Oficial del extracto de la reducción a escritura pública del acta de la Junta Extraordinaria de Accionistas que apruebe la división de Enersis y la creación de Enersis Chile.

5. Facultar al Directorio de Enersis para otorgar los poderes necesarios para suscribir uno o más documentos que sean necesarios o convenientes para dar cuenta del cumplimiento de las condiciones suspensivas a que se encuentra sujeta la División, y dejar constancia de los bienes sujetos a registro que se asignan a Enersis Chile, y cualquier otra declaración que sea considerada necesaria para estos efectos, y especialmente para otorgar una escritura pública declarativa, a más tardar dentro de los 10 días corridos siguientes a la fecha en que se cumpla la última de las condiciones a las que está sujeta la División, en la que dé por cumplidas las condiciones suspensivas a que se encuentra sujeta la División; dicha escritura pública será denominada la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de División de Enersis", escritura que deberá anotarse al margen de la inscripción social de Enersis y de Enersis Chile al objeto de facilitar la verificación del cumplimiento de las condiciones a las que se encontraban sujeta la División.
6. Aprobar la disminución del capital de Enersis producto de la División, y la distribución del patrimonio social entre la sociedad dividida y la sociedad creada.
7. Aprobar cambios en los estatutos de Enersis, que dan cuenta de la División y la consecuente disminución de capital, modificando al efecto los siguientes artículos:
 - (i) modificación del artículo Primero, con el objeto de modificar la razón social de la Compañía, para pasar a denominarse Enersis Américas S.A.;
 - (ii) modificación del artículo Cuarto, con la finalidad de ampliar su objeto para incluir préstamos a empresas relacionadas;
 - (iii) modificación del artículo Quinto, dando cuenta de la disminución del capital de Enersis producto de la División, manteniéndose el mismo número y tipo de acciones;
 - (iv) creación de un nuevo artículo Cuadragésimo Cuarto, para manifestar que la Sociedad continuará sujeta a la Resolución N° 667 de la Honorable Comisión Resolutiva, de fecha 30 de octubre de 2002 en el entendido que (i) las restricciones que impone no se aplicarán a Enersis Américas con respecto de Enersis Chile y (ii) atendido a que Enersis Américas no participará de modo alguno en mercados relevantes ubicados en la República de Chile, Enersis Américas podrá fusionarse con Endesa Américas y Chilectra Américas; y
 - (v) otorgamiento de un texto refundido de los estatutos de Enersis.
8. Elegir el directorio provisorio de Enersis Chile de conformidad con el Artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas.
9. Aprobar los estatutos de la nueva sociedad que se crea producto de la división, esto es, Enersis Chile, y que, en sus disposiciones permanentes difieren a los de Enersis en las siguientes materias:
 - (i) en su artículo Quinto sobre el capital social, en donde Enersis Chile tendrá un capital ascendente a la suma de dos billones, doscientos veintinueve mil ciento ocho millones, novecientos setenta y cuatro mil quinientos treinta y ocho pesos chilenos (\$2.229.108.974.538) dividido en cuarenta y nueve mil noventa y dos millones setecientos setenta y dos mil setecientos sesenta y dos (49.092.772.762) acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal;
 - (ii) no se incluye el artículo Noveno Bis por referirse a una norma derogada en la legislación aplicable;
 - (iii) en su artículo Vigésimo Cuarto Bis se elimina la referencia a los artículos Noveno Bis y Trigésimo Séptimo Bis por no tener referencia en el texto;
 - (iv) en su artículo Cuadragésimo Cuarto se sujeta la Sociedad a la Resolución N° 667 de la Honorable Comisión Resolutiva, de fecha 30 de octubre de 2002; en el entendido que las restricciones que impone no se aplicarán a Enersis Chile respecto de Enersis Américas;
 - (v) incorporar en sus Estatutos un artículo transitorio que establece que desde su entrada en vigencia, Enersis Chile, se someterá en forma anticipada y voluntariamente a las normas establecidas en el artículo 50 Bis de la Ley de Sociedades Anónimas relativas a la elección de directores independientes y creación de Comité de Directores; y
 - (vi) reemplazo e inclusión de otras Disposiciones Transitorias que sean de aplicación como consecuencia de la División.

10. Aprobar el número de acciones emitidas por Enersis Chile que recibirán los accionistas de Enersis.
11. Dar a conocer a los accionistas los términos estimativos de una posible fusión por incorporación de Endesa Américas y Chilectra Américas en Enersis Américas.
12. Designar la empresa de auditoría externa para Enersis Chile.
13. Designar los Inspectores de Cuentas, titulares y suplentes, para Enersis Chile.
14. Dar cuenta a los accionistas sobre los acuerdos correspondientes a las operaciones con partes relacionadas a que se refiere el Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre sociedades anónimas, adoptados durante el período transcurrido desde la última junta de accionistas.
15. Informar a los accionistas las autorizaciones otorgadas a Ernst & Young, Auditores Externos de Enersis S.A., para entregar documentos e informes relacionados con los servicios de auditoría externa que presta a Enersis S.A., a la Public Company Accounting Oversight Board (PCAOB) de los Estados Unidos de América.
16. Encomendar al Directorio de Enersis Chile, que, una vez que la División surta efecto, y a la mayor brevedad posible, solicite la inscripción de la nueva sociedad y de sus respectivas acciones ante la SVS y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y en las bolsas de valores en las cuales se transen sus acciones.
17. Encomendar al Directorio de Enersis Chile que apruebe la estructura de poderes de dicha sociedad.

La Junta que se convoca deberá pronunciarse sobre todos los acuerdos que sean necesarios para llevar a cabo la División, en los términos y condiciones que en definitiva apruebe esa Junta, y también para otorgar los poderes que se estimen necesarios, especialmente aquellos para legalizar, materializar

y llevar adelante los acuerdos de división y demás que adopte dicha Junta.

Los accionistas podrán obtener copia íntegra de los documentos que explican y fundamentan las materias que se someten al conocimiento y a la resolución de la Junta en el domicilio social, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Inversiones), Santiago de Chile, a partir de esta fecha. Asimismo, aquéllos se encuentran, a contar del día 5 y 9 de noviembre, respectivamente, a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de la sociedad: www.enersis.cl.

Adicionalmente, el Directorio por la mayoría de sus miembros y con un voto en contra acordó facultar a la Gerencia General de la Compañía para que, dentro de un plazo razonable, realice una valoración sobre la viabilidad de ciertas medidas contempladas en el Informe del Comité de Directores de Enersis y de su filial Endesa Chile, así como en la resolución del Directorio de Enersis y las señaladas por el accionista AFP Provida, para que la presente ante este último órgano societario, a fin de determinar su compatibilidad con la legislación aplicable y con los términos y condiciones del proceso de reordenación societaria que ha sido objeto de pronunciamiento por el Directorio y las cuales han sido dadas a conocer al mercado y accionistas en general, mediante hecho esencial.

- Con fecha 24 de noviembre se, informa con carácter de hecho esencial que, dando cumplimiento a lo anunciado por el Hecho Esencial de 10 de noviembre de 2015 y a lo requerido por Oficio Ordinario N°25412 de 18 de noviembre de 2015 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros ("el Oficio"), el cual solicitaba ciertos pronunciamientos expuestos por parte de este Directorio, en sesión ordinaria celebrada hoy, el Directorio de Enersis S.A. ("Enersis"), adoptó los acuerdos que más adelante se indican.

Así mismo, se informa que se ha recibido por Enersis en el día de hoy de su controlador (Enel S.p.A., "Enel") una carta, la cual se acompaña como anexo y que se refiere a ciertos asuntos relacionados con el proceso de reorganización societaria del Grupo Enersis ("la Reorganización").

Los acuerdos referidos, adoptados en el día de hoy por la mayoría de sus miembros y con un voto en contra del director Rafael Fernández Morandé exclusivamente respecto de los acuerdos tres, cinco y seis son los siguientes:

Uno: Considerar la propuesta de Enel contenida en carta fechada 23 de noviembre de 2015, en el sentido de que, en caso de resultar con éxito la Reorganización en todas sus instancias o fases Enel se compromete a negociar o promover que alguna o algunas de sus filiales negocien con Endesa Chile, un acuerdo que se refiera a la inversión conjunta en proyectos de producción de energía eléctrica de fuente renovable en Chile

Dos: Considerar el compromiso de Enel indicado en la carta fechada 23 de noviembre de 2015, consistente en que mientras Enel Iberoamérica, S.L. continúe siendo el accionista controlador de Enersis, dicha sociedad chilena o sus sucesoras como resultado de dicho proceso, serán los únicos vehículos de inversión del Grupo Enel en Sudamérica en el sector de la generación, distribución y venta de energía eléctrica con excepción, en su caso, de los negocios que actualmente desarrolla Enel a través de Enel Green Power u otras sociedades de su Grupo, en el campo de las energías renovables. Lo anterior debe entenderse sin perjuicio del acuerdo mencionado en el numeral precedente.

Tres: Anunciar en este momento y en la Junta de Accionistas citada para el próximo 18 de Diciembre de 2015, que es intención de Enersis proponer en la fecha en que se materialice la Junta de Accionistas de Enersis Américas llamada a pronunciarse sobre su fusión con Endesa Américas, una ecuación de canje consistente con los rangos votados por los directorios de las tres compañías de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 5 acciones de Enersis Américas por cada acción de Chilectra Américas, de conformidad con los demás términos y condiciones contenidos en el "Documento descriptivo de la Reorganización y sus términos y condiciones" (hecho público el pasado 5 de noviembre).

Esta ecuación de canje equivaldría a una

participación del 84,16% en la sociedad resultante, esto es Enersis Américas, para los accionistas de Enersis Américas en el momento inmediatamente anterior a la fusión, del 15,75% en Enersis Américas para los accionistas minoritarios de Endesa Américas y del 0,09% en Enersis Américas para los accionistas minoritarios de Chilectra Américas. En consecuencia y consistente con lo anunciado, este Directorio adoptará cuantas actuaciones estén a su alcance, incluida la de votar a favor en las correspondientes Juntas de Accionistas, para hacer que la referida fusión prospere. En todo caso, todo lo anterior quedará sujeto a que no se hayan materializado hechos relevantes sobrevinientes anteriores a dicha junta de accionistas que afecten sustancialmente las relaciones de canje antes propuestas.

Cuatro: Con la finalidad de proponer un mecanismo que contribuya a asegurar a los accionistas minoritarios de Endesa Américas un precio mínimo a valores de mercado actuales para sus acciones y a mitigar el riesgo de que la fusión no tenga lugar, anunciar que, siempre que lleguen a ser efectivas las divisiones de Enersis, Endesa Chile y Chilectra a que se refiere la Reorganización y salvo que se produjeran hechos sobrevinientes adversos significativos que lo desaconsejasen desde el punto de vista del interés social, es intención de Enersis (ya con la denominación Enersis Américas) presentar una oferta pública de adquisición de acciones ("OPA") emitidas por la futura sociedad Endesa Américas, cuando ésta exista, condicionada en los términos que luego se explican. Dicha OPA será dirigida a la totalidad de las acciones y American Depositary Receipts ("ADRs") emitidas por dicha sociedad que no sean propiedad de Enersis Américas. Dado que con posterioridad a las divisiones Enersis Américas se estima será propietaria de un 59,98% de las acciones emitidas por Endesa Américas. Dicha OPA será por hasta el 40,02% del capital social de Endesa Américas y por un precio de \$236 (pesos chilenos) por acción y sujeto a los demás términos y condiciones que serán oportunamente detallados al tiempo de formular dicha oferta.

Cinco: Instruir al Gerente General para que, en su

momento y hechos los análisis correspondientes, proponga al Directorio y en su caso, al Comité de Directores, se negocie de buena fe con Endesa Chile los términos de un compromiso de compensación, en virtud del cual y única y exclusivamente en el supuesto de que, por causas no imputables a Endesa Américas o Endesa Chile y distintas a causas de fuerza mayor, los acuerdos de fusión no se adopten antes del 31 de diciembre de 2017, los costos tributarios soportados por Endesa Chile como consecuencia de su división y debidamente acreditados, descontados aquellos beneficios o créditos tributarios que Endesa Américas y Endesa Chile obtengan como consecuencia de dicha división, serían compensados con los beneficios tributarios que puedan ser obtenidos por Enersis.

Sexto: Acoger en su integridad los planteamientos expuestos en la sesión ordinaria del día de hoy por el Presidente del Directorio y por su Gerente General, y aprobar expresamente los Pronunciamientos del Directorio de Enersis sobre los aspectos requeridos en el Oficio, esto es : (i) "Los riesgos, consecuencias, implicancias o contingencias que podría traer aparejado el proceso de Reorganización para los accionistas de Enersis incluyendo al menos aquellos abordados en el informe del Comité de Directores"; (ii) "Factibilidad de las medidas aludidas por en el Informe de los Comités de Directores de Enersis y su filial Endesa Chile y consecuencias que para el interés social de la Compañía tendría el no cumplimiento de tales condiciones; e (iii) "Información sobre la relación de canje y del porcentaje estimativo que debiesen alcanzar los accionistas minoritarios dentro del futuro proceso de fusión, a objeto que la Reorganización efectivamente se realice conforme al interés social, que implica beneficios para todos los accionistas."

Los accionistas podrán obtener copia íntegra de la respuesta del Directorio al Oficio Ordinario N°25.412, de 18 de Noviembre de 2015 de la Superintendencia de Valores y Seguros y de los demás documentos que explican y fundamentan las materias que se señalan anteriormente en el domicilio social, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Inversiones), Santiago de Chile,

a partir de esta fecha. Asimismo, se encuentran a disposición de los señores accionistas, a partir de esta fecha, en el sitio Web de la sociedad: www.enersis.cl.

- Con fecha 24 de noviembre, por medio de la presente vengo en sustituir el Hecho Esencial N°121/2015 ingresado con esta fecha a esa Superintendencia e informo a Ud. con carácter de hecho esencial que, dando cumplimiento a lo anunciado por el Hecho Esencial de 10 de noviembre de 2015 y a lo requerido por Oficio Ordinario N°25412 de 18 de noviembre de 2015 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros ("el Oficio"), el cual solicitaba ciertos pronunciamientos expresos por parte de este Directorio, en sesión ordinaria celebrada hoy, el Directorio de Enersis S.A. ("Enersis"), adoptó los acuerdos que más adelante se indican.

Así mismo, se informa que se ha recibido por Enersis en el día de hoy de su controlador (Enel S.p.A., "Enel") una carta, la cual se acompaña como anexo y que se refiere a ciertos asuntos relacionados con el proceso de reorganización societaria del Grupo Enersis ("la Reorganización").

Los acuerdos referidos, adoptados en el día de hoy por la mayoría de sus miembros y con un voto en contra del director Rafael Fernández Morandé exclusivamente respecto de los acuerdos tres, cinco y seis son los siguientes:

Uno: Considerar la propuesta de Enel contenida en carta fechada 23 de noviembre de 2015, en el sentido de que, en caso de resultar con éxito la Reorganización en todas sus instancias o fases Enel se compromete a negociar o promover que alguna o algunas de sus filiales negocien con Endesa Chile, un acuerdo que se refiera a la inversión conjunta en proyectos de producción de energía eléctrica de fuente renovable en Chile

Dos: Considerar el compromiso de Enel indicado en la carta fechada 23 de noviembre de 2015, consistente en que mientras Enel Iberoamérica, S.L. continúe siendo el accionista controlador de Enersis, dicha sociedad chilena o sus sucesoras como resultado de dicho proceso, serán los únicos

vehículos de inversión del Grupo Enel en Sudamérica en el sector de la generación, distribución y venta de energía eléctrica con excepción, en su caso, de los negocios que actualmente desarrolla Enel a través de Enel Green Power u otras sociedades de su Grupo, en el campo de las energías renovables. Lo anterior debe entenderse sin perjuicio del acuerdo mencionado en el numeral precedente.

Tres: Anunciar en este momento y en la Junta de Accionistas citada para el próximo 18 de Diciembre de 2015, que es intención de Enersis proponer en la fecha en que se materialice la Junta de Accionistas de Enersis Américas llamada a pronunciarse sobre su fusión con Endesa Américas, una ecuación de canje consistente con los rangos votados por los directorios de las tres compañías de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 5 acciones de Enersis Américas por cada acción de Chilectra Américas, de conformidad con los demás términos y condiciones contenidos en el "Documento descriptivo de la Reorganización y sus términos y condiciones" (hecho público el pasado 5 de noviembre).

Esta ecuación de canje equivaldría a una participación del 84,16% en la sociedad resultante, esto es Enersis Américas, para los accionistas de Enersis Américas en el momento inmediatamente anterior a la fusión, del 15,75% en Enersis Américas para los accionistas minoritarios de Endesa Américas y del 0,09% en Enersis Américas para los accionistas minoritarios de Chilectra Américas. En consecuencia y consistente con lo anunciado, este Directorio adoptará cuantas actuaciones estén a su alcance, incluida la de votar a favor en las correspondientes Juntas de Accionistas, para hacer que la referida fusión prospere. En todo caso, todo lo anterior quedará sujeto a que no se hayan materializado hechos relevantes sobrevinientes anteriores a dicha junta de accionistas que afecten sustancialmente las relaciones de canje antes propuestas.

Cuatro: Con la finalidad de proponer un mecanismo que contribuya a asegurar a los accionistas minoritarios de Endesa Américas un precio mínimo a valores de mercado actuales para sus acciones y

a mitigar el riesgo de que la fusión no tenga lugar, anunciar que, siempre que lleguen a ser efectivas las divisiones de Enersis, Endesa Chile y Chilectra a que se refiere la Reorganización y salvo que se produjeran hechos sobrevinientes adversos significativos que lo desaconsejasen desde el punto de vista del interés social, es intención de Enersis (ya con la denominación Enersis Américas) presentar una oferta pública de adquisición de acciones ("OPA") emitidas por la futura sociedad Endesa Américas, cuando ésta exista, condicionada en los términos que luego se explican. Dicha OPA será dirigida a la totalidad de las acciones y American Depositary Receipts ("ADRs") emitidas por dicha sociedad que no sean propiedad de Enersis Américas. Dado que con posterioridad a las divisiones Enersis Américas se estima será propietaria de un 59,98% de las acciones emitidas por Endesa Américas. Dicha OPA será por hasta el 40,02% del capital social de Endesa Américas y por un precio de \$236 (pesos chilenos) por acción. La OPA estará condicionada a la aprobación de la fusión por parte de las Juntas Extraordinarias de Accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas y a que luego de vencido el plazo legal para el ejercicio del derecho a retiro en cada una de las sociedades Enersis Américas y Endesa Américas se cumpla con la condición (o se renuncie a la misma) de que no se haya ejercido el derecho a retiro por encima de un determinado número o porcentaje de acciones, según corresponda y a los demás términos y condiciones que serán oportunamente detallados al tiempo de formular dicha oferta.

Cinco: Instruir al Gerente General para que, en su momento y hechos los análisis correspondientes, proponga al Directorio y en su caso, al Comité de Directores, se negocie de buena fe con Endesa Chile los términos de un compromiso de compensación, en virtud del cual y única y exclusivamente en el supuesto de que, por causas no imputables a Endesa Américas o Endesa Chile y distintas a causas de fuerza mayor, los acuerdos de fusión no se adopten antes del 31 de diciembre de 2017, los costos tributarios soportados por Endesa Chile como consecuencia de su división y debidamente acreditados,

descontados aquellos beneficios o créditos tributarios que Endesa Américas y Endesa Chile obtengan como consecuencia de dicha división, serían compensados con los beneficios tributarios que puedan ser obtenidos por Enersis.

Sexto: Acoger en su integridad los planteamientos expuestos en la sesión ordinaria del día de hoy por el Presidente del Directorio y por su Gerente General, y aprobar expresamente los Pronunciamientos del Directorio de Enersis sobre los aspectos requeridos en el Oficio, esto es :
(i) "Los riesgos, consecuencias, implicancias o contingencias que podría traer aparejado el proceso de Reorganización para los accionistas de Enersis incluyendo al menos aquellos abordados en el informe del Comité de Directores"; (ii) "Factibilidad de las medidas aludidas por en el Informe de los Comités de Directores de Enersis y su filial Endesa Chile y consecuencias que para el interés social de la Compañía tendría el no cumplimiento de tales condiciones; e (iii) "Información sobre la relación de canje y del porcentaje estimativo que debiesen alcanzar los accionistas minoritarios dentro del futuro proceso de fusión, a objeto que la Reorganización efectivamente se realice conforme al interés social, que implica beneficios para todos los accionistas".

Los accionistas podrán obtener copia íntegra de la respuesta del Directorio al Oficio Ordinario N°25.412, de 18 de Noviembre de 2015 de la Superintendencia de Valores y Seguros y de los demás documentos que explican y fundamentan las materias que se señalan anteriormente en el domicilio social, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Inversiones), Santiago de Chile, a partir de esta fecha. Asimismo, se encuentran a disposición de los señores accionistas, a partir de esta fecha, en el sitio Web de la sociedad: www.enersis.cl.

- En sesión de Directorio de Enersis S.A. celebrada el día 24 de noviembre de 2015, se acordó por unanimidad de sus miembros asistentes, distribuir con fecha 29 de enero de 2016, un dividendo provisorio por \$1,23875 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2015, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas

calculadas al 30 de septiembre de 2015, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente en la materia.

- Con fecha 25 de noviembre de 2015 se informa en carácter de hecho esencial que se ha recibido por Enersis en esta fecha de su controlador (Enel S.p.A., "Enel") una carta, la cual se acompaña como anexo y que se refiere a ciertos asuntos relacionados con el proceso de reorganización societaria del Grupo Enersis ("la Reorganización").
- Con fecha 1 de diciembre de 2015 se informó en carácter de hecho esencial que en esta fecha Enersis S.A. dio respuesta al Oficio Ordinario N° 26.429 de dicha Superintendencia y en cumplimiento de lo señalado en el mencionado Oficio, se adjunta la respuesta al mismo como complemento al hecho esencial remitido por la Compañía a ese servicio con fecha 24 de noviembre de 2015.

Respuesta a Oficio Ordinario SVS N° 26.429, de fecha 27 de noviembre de 2015 (el "Oficio").

De nuestra consideración:

Venimos en evacuar dentro de plazo nuestra respuesta a su Oficio de la referencia, que dice relación con explicaciones y aclaraciones que solicita esa Superintendencia (la "SVS") al hecho esencial de 24 de noviembre de 2015 y la respuesta de Enersis S.A. ("Enersis") al Oficio Ord. N°25412, ingresada con fecha 25 de noviembre de 2015 ("la Respuesta Enersis").

Esta carta se refiere a diversos aspectos relativos a la división de Enersis como parte de la propuesta de reorganización societaria del Grupo Enersis consistente en : (i) la división de Enersis, y sus filiales Empresa Nacional de Chile S.A. ("Endesa Chile") y Chilectra S.A. ("Chilectra") de forma que queden separados, por un lado, los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile (las "Divisiones") y (ii) la ulterior fusión de las sociedades que sean propietarias de participaciones sociales en negocios fuera de Chile (dicho proceso, comprendiendo todas sus fases, será denominado en adelante la "Reorganización").

(A) Respecto al punto 1 del Oficio, seguidamente se responde a las diferentes solicitudes de información contenidas en el mismo.

- (i) “Se le solicita informar si los compromisos asumidos por Enel, y de los cuales da cuenta la referida carta enviada con fecha 23 de noviembre pasado, tienen un carácter vinculante para Enel, y por ende Endesa podrá jurídicamente exigirlos a Enel, explicando las razones o fundamentos de esa eventual obligación jurídica.”

De acuerdo con lo señalado en la carta de Enel S.p.A (“Enel”) fechada el día 23 de noviembre pasado (“la Carta Enel”), así como el texto del pronunciamiento del Directorio de Enersis del día 24 de noviembre pasado que sirvió de base a la Respuesta.

Enersis, a juicio de esta compañía, los compromisos de Enel de “negociar” a “promover que alguna o algunas de sus filiales negocien” con Endesa Chile asumidos por Enel tienen carácter vinculante y serían exigibles en caso de incumplimiento, siempre que se den las condiciones allí establecidas (fundamentalmente, en lo referente a que se complete la Reorganización en todas sus fases o etapas).

En efecto, a juicio de Enersis, los compromisos adquiridos en la carta tienen eficacia jurídica en cuanto que son expresión de un acuerdo de su Consejo de Administración, órgano jurídico equivalente al Directorio en Chile competente para adquirir los compromisos a los que se refiere el Oficio.

Tales compromisos, que habrían sido asumidos por el órgano social correspondiente – el Consejo de Administración-, han sido plasmados en una carta que aparece firmada por persona con poderes suficientes de representación, otorgados por la propia presidenta de Enel S.p.A. Sra. Maria Patrizia Grieco y que se acompañaron a la Carta Enel. Tan pronto se disponga de una versión en castellano de dicho acuerdo del Consejo de Administración de Enel

S.p.A., con las debidas legalizaciones, será puesta a disposición del mercado.

De acuerdo con lo anterior, a juicio de Enersis, los compromisos contenidos en la Carta Enel tienen carácter vinculante para ésta y por tanto, podrían ser exigibles caso de que se cumplan las condiciones allí, todo ello sin perjuicio de lo señalado en el apartado siguiente.

- (ii) “Adicionalmente a lo que informe en cuanto o si el compromiso de Enel es o no jurídicamente exigible, se le solicito explicitar cómo el compromiso de Enel de “negociar” o “promover que alguna o algunos de sus filiales negocien” con Endesa Chile mitigaría el riesgo referido o la necesidad de regular -satisfactoriamente y a futuro- los conflictos de interés que representan las actividades de Enel Green Power en Chile respecto de Endesa Chile y de qué forma ésta seguiría siendo el principal vehículo de crecimiento en generación. Lo anterior en atención a que -según se desprende de la lectura de la carta- el compromiso no contemplaría una obligación concreta de Enel para con Endesa referida a tales conflictos de interés, sino sólo de negociar alguna forma de regulación de tales conflictos con la sociedad chilena.

El compromiso de Enel constituiría en los términos arriba señalados un compromiso vinculante sujeto a ciertas condiciones contenidas en el mismo, cuyo objeto es la negociación de un acuerdo para el desarrollo conjunto en Chile de proyectos de energías renovables con Endesa Chile por parte de Enel o de alguna de sus filiales, sobre unos principios generales que se han descrito en la Carta Enel y que son públicos.

Es preciso señalar que este compromiso no puede entenderse aisladamente, olvidando trabajos y análisis ya realizados, donde ya se identificaron posibilidades de cooperación conjunta e intercambio de experiencia entre Endesa Chile (como primera compañía generadora del país) y Enel Green Power (como

una de las primeras compañías mundiales en el sector de las energías renovables).

Aunque ahora se destaque la existencia de ciertos potenciales conflictos de interés, la participación de Endesa Chile en proyectos renovables en los términos descritos en la Carta Enel abriría igualmente, la posibilidad de compartir experiencias y especialidades entre Endesa Chile y Enel Green Power, de forma satisfactoria para ambas lo que, precisamente permitiría eliminar esos conflictos de interés que han sido advertidos por ciertos partícipes en el proceso de Reorganización.

En los términos enunciados en la Carta Enel, un acuerdo como el allí descrito permitiría en primer lugar, contar con la opción de la participación de Endesa Chile en todos los activos y proyectos existentes propiedad de Enel Green Power, lo que abre a esta compañía la posibilidad de acceder a una significativa cartera de proyectos de esta naturaleza de la que, a día de hoy, no dispone. Esta medida permite evitar el potencial e hipotético riesgo de que Enel pretendiese primar sus proyectos renovables en detrimento de que lo haga Endesa Chile, toda vez que a partir de ahora Endesa Chile no sólo tiene posibilidad de acceder a los activos y proyectos que ya ha desarrollado Enel Green Power en el pasado, sino que, además, podrá decidir (atendiendo a sus propios y exclusivos intereses empresariales) si quiere o no participar en todos los nuevos que ésta desarrolle en un futuro, una vez que haya tenido ocasión de valorar y estimar si es de su conveniencia o no.

Pero es que además, tratándose de un desarrollo conjunto de proyectos, Endesa Chile va a poder acceder de este modo al know how de uno de los principales operadores mundiales en energía renovable, contando con la posibilidad de tener acceso y formar su propio equipo y participar de los últimos avances en el sector mundial y de su traslación al mercado chileno. De esta forma, se mitiga igualmente el riesgo de que los equipos de Endesa Chile -más centrados históricamente en la generación de fuente convencional- se

alejen de un sector tan innovador y especializado como el de las energías renovables y por lo tanto, sus conocimientos queden obsoletos y de alguna forma se prive a Endesa Chile de esas capacidades.

Todo lo anterior, por supuesto, como una opcionalidad que permite acceso a nuevas oportunidades, sin merma en absoluto de la capacidad de continuar con los proyectos de fuentes convencionales que Endesa Chile quiera desarrollar de acuerdo con sus propios intereses empresariales, todo vez que la colaboración en los proyectos con Enel es adicional y en modo alguno, excluyente.

Por ello, a juicio de Enersis, un acuerdo de esa naturaleza constituiría un mecanismo que podría resultar idóneo para resolver los potenciales conflictos de interés advertidos y compartir experiencias entre ambas sociedades, pues tiende a la puesta en común de experiencias y proyectos, existentes y futuros, en el ámbito de las energías renovables en Chile.

(B) Respecto al punto 2 del Oficio de la referencia en que señala "En cuanto o lo señalado en el numeral Cuatro del hecho esencial, esto es, la "intención de Enersis (yo con lo denominación Enersis Américas) (de) presentar una oferta pública de adquisición de acciones ("OPA ") emitidas por la futura sociedad Endesa Américas"; las cuales comprenderían la totalidad de las "acciones y American Depositary Receipts ("ADRs") emitidas por dicha sociedad que no sean propiedad de Enersis Américas"; se le solicita pronunciarse sobre diferentes cuestiones a las que seguidamente se responde.

(i) "si la mencionada intención de lanzar esto OPA tiene carácter vinculante para Enersis, explicando las razones o fundamentos de esa eventual obligación jurídica".

La intención de lanzar la OPA sobre los accionistas minoritarios de Endesa Américas al precio mínimo indicado, es un compromiso jurídicamente vinculante para Enersis, bajo los términos y las condiciones dadas a conocer a la

SVS y al mercado y accionistas en la Respuesta Enersis.

A este respecto no es ocioso recordar que: (i) el anuncio corresponde a un acuerdo del Directorio de Enersis, órgano social competente para decidir ese tipo de operaciones y (ii) precisamente Enersis será la misma sociedad (aunque bajo la denominación Enersis Américas) que de cumplirse las condiciones señaladas lanzaría la OPA sobre la totalidad del capital social propiedad de los accionistas minoritarios de Endesa Américas.

Por lo demás, la declaración no puede formularse de otra forma habida cuenta que deben cumplirse las condiciones allí señaladas (entre otras, que llegue a acordarse la fusión por las sociedades involucradas) y que la sociedad objeto de la futura OPA (Endesa Américas) no existe al momento del acuerdo y sólo nacerá (y podrá ser objeto por tanto de OPA) si las divisiones a que se refiere el proceso de Reorganización se producen.

Ello, no obsta, sin embargo, para que la mencionada intención de lanzar la OPA tenga un carácter vinculante para Enersis en los términos señalados, como aquí se reitera.

- (ii) "sobre los fundamentos que permiten al directorio de Enersis sostener que contribuye al interés social de Enersis Américas lanzar esa OPA al precio que se indica en el hecho esencial (236 pesos/acción) respecto de las acciones de la futura Endesa Américas, atendiendo a que el directorio, al proponer la medida, no explicita razones en beneficio de los accionistas de Enersis sino que, por el contrario, alude más bien a la posibilidad de mitigar riesgos para los accionistas de Endesa".

Como se indicó en la Respuesta Enersis, la OPA además de ser un mitigante de riesgos para los accionistas de Endesa Chile, comporta unos beneficios para los accionistas de la propia Enersis que podemos resumir de la siguiente forma:

1. el anuncio de la OPA supone, en primer término un elemento potenciador de la Reorganización, en cuanto que mitiga de forma sustancial riesgos de que podrían derivar en una frustración de la misma y por tanto, en la no consecución para Enersis y sus accionistas de los beneficios inherentes a la Reorganización que han sido ampliamente declarados por la Compañía, que constan en el documento "Beneficios de la Operación" puesto a disposición de accionistas y mercado.
2. la OPA en si misma supone una aceleración del compromiso de uso de fondos y cumplimiento del compromiso adquirido en la ampliación de capital aprobada en 2012; esto es, se culmina dentro de un plazo reducido y en términos beneficiosos para la compañía, el empleo de los fondos aportados por los socios en su momento para, entre otros destinos, la "compra de accionistas minoritarios", como es el caso de las participaciones sociales de Endesa Américas.
3. además, la OPA supone un uso de fondos, con generación de valor para los accionistas de Enersis, caso de que los accionistas de Endesa Chile decidieran hacer uso de la misma pues del mismo derivará un incremento inmediato del beneficio por acción de la compañía.
4. el uso de fondos será eficiente en cuanto que, al haberse fijado el precio de la OPA como "de mercado" no incluye lógicamente "prima" alguna, puesto que lo que pretende es que la OPA sea solamente un mecanismo técnico adecuado de protección de los accionistas minoritarios que permita definir ex ante un precio de mercado sin tener que esperar a la materialización de las divisiones y que proporcione certidumbre y liquidez para los accionistas que quieran abandonar el proyecto de Endesa Américas, tal y como ha sido solicitado por Comités de Directores y accionistas. Lo anteriormente dicho, a juicio de Enersis constituye fundamentos suficientes que permiten sostener que contribuye al interés social de Enersis (Américas) lanzar la OPA al precio que se indica en el hecho esencial.

(C) Respecto al punto 3 del Oficio de la referencia

en que señala “En el numeral Cinca, se indica que se instruirá al gerente general a abjeta que “negocie de buena fe con Endesa Chile los términos de un compromiso de compensación, en virtud del cual y única y exclusivamente en el supuesto de que, por causas no imputables a Endesa Américas o Endesa Chile y distintas a causas de fuerza mayor, los acuerdos de fusión no se adopten antes del 31 de diciembre de 2017, los costos tributarios soportados por Endesa Chile como consecuencia de la división y debidamente acreditados, descontados aquellas beneficios o créditos tributarios que Endesa Américas y Endesa Chile obtengan como consecuencia de dicha división, serían compensados con los beneficios tributarios que puedan ser obtenidos por Enersis” seguidamente se responde a las diferentes solicitudes de información contenidas en el mismo.

- (i)Cuál es la contraprestación a la que Endesa Chile se obligaría en dicho acuerdo al momento de su suscripción o si dicho acuerdo debiera ser jurídicamente considerado como un acto gratuita o de mera liberalidad de Enersis para con Endesa Chile.

Los términos y elementos precisos del acuerdo de compensación que, eventualmente negocien las partes, caso de cumplirse las condiciones que se han señalado en la Respuesta Enersis, únicamente podrán detallarse, precisamente, en el momento en que dicha negociación tenga lugar.

Sin perjuicio de ello, ya es posible adelantar que, como ha señalado la propia SVS en su Oficio Ordinario N° 15.443 de 20 de julio de 2015, el proceso de Reorganización debe considerarse en su conjunto, y por lo tanto, no puede ser valorado -por tanto ni en sus objetivos, ni en sus beneficios ni en sus riesgos tampoco- considerando las operaciones que lo conforman aisladamente.

En ese sentido, Endesa Chile, al tomar parte del proceso de Reorganización está asumiendo un riesgo de que no se complete enteramente

la misma y que, por tanto, algunos de los beneficios esperados no puedan alcanzarse íntegramente o algunos de los costos del mismo no puedan ser compensados inmediatamente. Por ello, como se señaló en la Respuesta Enersis, es lícito considerar que existe una contraprestación por parte de Endesa Chile en la asunción del riesgos de incurrir en ciertos costos tributarios que, caso de no poder completarse la fusión por causas que sean ajenas a su voluntad, o que estos se demoren en su compensación, siendo igualmente dentro de la lógica de cualquier operación empresarial que parte de dichos riesgos sean asumidos por quién en mayor medida se beneficia de la mencionada operación (aun cuando la fusión no se complete) .

La Reorganización aporta unos beneficios claros e inmediatos a Enersis (a los que nos referiremos seguidamente) desde el primer momento (esto es, desde que se acuerde la fusión) sin embargo, en el caso de Endesa Chile, esos beneficios se obtienen plenamente si la fusión se materializa o se compensan transcurrido un tiempo desde que haya certeza de que la misma fracasa. Existe por tanto una cierta asunción de riesgo por parte de Endesa Chile que bien se ha tratado de mitigar por los diversos mecanismos descritos en la Respuesta Enersis, bien se tratan de compensar, mediante el mecanismo a que se refiere esta pregunta de la SVS.

- (ii) Dentro de que plazo podría materializarse esa compensación si -como se desprende del voto de minoría del Director Sr. Fernández - los beneficios tributarios serían percibidos por Enersis a largo plazo. Al respecto señala: “los costos tributarios que asume Endesa son al momento de la división y los beneficios tributarios que recibiría Enersis son al largo plazo, que según lo que decía IM Trust se requieren más de cinco años para equalizar estas cosas y que en esos más de cinco años es perfectamente factible esperar reformas tributarias en cualquiera de los países en cuestión (sic.)”

La compensación se materializaría a partir del momento en que sea constatable el hecho de que no pueden cumplirse las condiciones que se han establecido en la misma, particularmente, la no materialización de la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en Enersis Américas.

Como esa incertidumbre -en beneficio de ambas partes- no puede quedar indefinidamente abierta, se ha establecido una fecha límite -31 de diciembre de 2017- alcanzada la cual, cualquiera de las partes podrá considerar de buena fe que ya no está justificado pedir que se espere a que pueda formalizarse la fusión señalada y por tanto, estará legitimada para exigir la eficacia de la compensación.

En igual sentido -y de nuevo en relación con lo citado en el Oficio- aunque sea cierto que en “cinco años pueda haber reformas tributarias” no es menos cierto tanto que las mismas puedan incluso mejorar tales beneficios esperados, calculados de forma prudente por la compañía, como que, la existencia de dicho “riesgo de cambio normativo” (consustancial a la actividad empresarial) sea, de por sí, un elemento disuasorio suficiente para no aspirar a una mejora que es cierta a día de hoy.

En definitiva, desde un primer momento, la Reordenación va a permitir a Enersis, alcanzar un objetivo largamente buscado cual es la eliminación de una sobreimposición sobre los dividendos percibidos, algo que, sin tal Reorganización, no ha sido posible hasta ahora.

- (iii) De qué modo esta decisión del directorio de Enersis contribuiría al interés social de la compañía o de las sociedades que nazcan luego de la división.

Como se señaló en la Respuesta Enersis, la necesidad de establecimiento de una compensación como la que se ha señalado anteriormente, ha sido uno de los mitigantes solicitados por parte del Comité de Directores de Endesa Chile.

A este respecto, hay que señalar que en tanto esta medida -el establecimiento de una compensación- suponga un elemento favorecedor de la operación (en los términos arriba explicados), el mismo será el catalizador que permitirá facilitar la consecución del proceso de Reorganización en su integridad y por tanto, de alcanzar todos los beneficios sociales ya comunicados a la SVS, accionistas y mercado dentro del documento disponible en la página de la compañía denominado “Beneficios Esperados de la Reorganización”.

Además de ello, como ha habido ocasión de señalar, la Reorganización comienza a producir efectos positivos para Enersis desde que se producen las divisiones incluso en el caso de que la fusión no se materializase. Así la misma división producirá para Enersis Américas (además de algunos de los beneficios mencionados), entre otros, beneficios fiscales derivados de una más rápida utilización de créditos tributarios.

Bajo esas consideraciones, a juicio de Enersis tiene todo el sentido lógico-empresarial que: si hay unos costos para Endesa Chile que de resultar con éxito el proceso en todas sus fases se compensaría con la fusión (al haberse tenido en consideración en el establecimiento de la ecuación de canje), y ésta -por los motivos conocidos- no llega a producirse, Enersis (sociedad que desde que la primera fase de la Reorganización comienza a obtener beneficios), se comprometa a mitigar los efectos adversos que pudiera tener para Endesa Chile la no conclusión de la Reorganización por frustrarse la fusión.

En resumen : a JUICIO de Enersis, el establecimiento de la compensación como (a) mecanismo mitigador de riesgos y por tanto, catalizador del proceso de Reorganización y (b) facilitador de la obtención de los beneficios anunciados de la operación, fundamentalmente beneficios tributarios, reducción de ineficiencias, optimización de medios y recursos, estructura más eficiente y con

mejor visibilidad y reducción del descuento de holding, disminuciones de costes e incremento de eficiencias cuantificadas, contribuye al interés social de la compañía.

- (iv) Que sociedad sería, lo que en definitivo, se obliga a compensar y de donde provendrían las fondas para pagar dicha compensación a Endesa.

La sociedad que se obliga a compensar es Enersis (que, en su caso, el momento de materialización de la compensación girará bajo la denominación "Enersis Américas").

Para la realización de dicha compensación la sociedad cuenta con una estructura financiera adecuada que le permitiría el pago de las cantidades que eventualmente correspondieran bien con fondos propios o accediendo a financiación de terceros –lo que en su momento se estimase económicamente más oportuno- contando para ello con la solidez de un balance como el que se ha presentado en el proceso de división.

- (v) La figura jurídica que se utilizaría para materializar este compromiso.

Como hubo ocasión de señalar en la Respuesta Enersis, la compensación tributaria a realizar en el futuro si se dan las circunstancias arriba mencionadas, se materializaría, en su caso, mediante la suscripción de un acuerdo de compensación a ser acordado entre Enersis y Endesa Chile, previa la adopción, en su momento de los procedimientos establecidos en el Título XVI de la LSA.

Quedamos a su disposición para proporcionar cualquier otro antecedente que estime conveniente del caso.

- Con fecha 1 de diciembre de 2015 se informó en carácter de hecho esencial que con fecha 30 de noviembre de 2015, el consejo de Administración de Bolsas y Mercados Españoles, Sistemas de Negociación S.A., en uso de las facultades que le confiere el Reglamento

del Mercado de Valores Latinoamericanos ("Latibex"), y en atención a la solicitud efectuada por Enersis S.A. acordó la suspensión de la contratación de acciones de Enersis S.A. a partir del 1 de diciembre de 2015 y resolvió excluir de negociación de Latibex las acciones emitidas por dicha compañía, con efecto a partir del día 4 de diciembre de 2015.

Lo señalado implica que Enersis S.A. a partir de la fecha antes señalada se deslista del Latibex y que sus acciones no serán transadas en lo sucesivo en dicha bolsa de valores.

- Con fecha 2 de diciembre de 2015 se informó en carácter de hecho esencial que, en esta fecha Enersis S.A. ha complementado la respuesta al Oficio Ordinario N° 26.429 de dicha Superintendencia, la cual se adjunta.

Respuesta a Oficio Ordinario SVS N° 26.429, de fecha 27 de noviembre de 2015 (el "Oficio").

De nuestra consideración:

En relación a la respuesta al Oficio de la referencia ("la Respuesta Enersis"), entregada el día de ayer a la Superintendencia de su Dirección (la "SVS") y comunicada en su oportunidad como hecho esencial, vengo en señalar que el día de hoy ha sesionado el Directorio de la Compañía ("Enersis"), el cual por la mayoría de sus miembros y con el voto en contra del Director Rafael Fernández Morandé, ha aprobado en todas sus partes la Respuesta Enersis.

El Directorio, por la mayoría antes indicada, ha resuelto colocar a disposición de todos los accionistas y del mercado en general dos opiniones jurídicas sobre el carácter vinculante de los compromisos que Enel S.p.A. ha formulado, los cuales han sido objeto de sendos hechos esenciales. En efecto, tanto el Secretario del Consejo de Enel S.p.A., Sr. Claudia Sartorelli, así como uno de los principales estudios jurídicos de la República de Italia, Chiomenti Studio Legale, representado por su socio, el jurista Michele Carpinelli, han señalado el carácter vinculante bajo el Derecho Italiano de los mencionados compromisos de Enel en los términos en los cuales están escritos.

A tal efecto, a continuación se reproduce la carta remitida por el Secretario de Enel S.p.A.:



Asimismo, a continuación, se reproduce el contenido de la opinión legal del jurista Sr. Carpinelli, traducida a la lengua española:

*Estimados señores,
He examinado:*

- *El texto del acuerdo adoptado por el Directorio de Enel S.p.A. en su sesión del día 17 de Noviembre de 2015; en particular, el contenido de las obligaciones asumidas por Enel S.p.A. en relación con la reordenación de Enersis, conjuntamente con las implicaciones de estas obligaciones en beneficio de los accionistas minoritarios de las compañías que participan en la operación de reordenación;*
- *El contenido del acuerdo adoptado en la mencionada sesión del Directorio de Enel S.p.A. en la que se autoriza expresamente la asunción por parte de Enel S.p.A. y por parte de Enersis, en lo que le compete, de las obligaciones y además el contenido del acuerdo para empoderar al Presidente de Enel S.p.A., con expreso poder de subdelegación, a la suscripción de la declaración sobre las referidas obligaciones;*
- *La declaración del Abogado Claudio Sartorelli, en calidad de Secretario del Directorio de Enel S.p.A. lo dispuesto por parte del Presidente de Enel S.p.A. el día 23 de Noviembre de 2015 a través del cual el Presidente, sobre la base de los poderes de subdelegación otorgados a través del acuerdo en cuestión (y en particular sobre la base de la expresa facultad de subdelegación otorgada al mismo Presidente) ha conferido, en conformidad con las normas legales italianas, un mandato específico con representación al Abogado Julio Fazio para la suscripción en nombre y por cuenta de Enel S.p.A. de las declaraciones sobre las referidas obligaciones;*
- *Las comunicaciones enviadas por parte del Abogado Giulio Fazio y dirigidas al Abogado Borja Acha Besga.*

Sobre la base de todo lo anterior, expreso mi opinión legal que las obligaciones asumidas por parte de Enel S.p.A. son válidas, eficaces y vinculantes, habiendo sido objeto de específica y analítica autorización por parte del Directorio de Enel S.p.A.

*Además, expreso la opinión legal que los actos suscritos por parte del Abogado Giulio Fazio sobre la base de los poderes específicamente otorgados al mismo por parte del Presidente de Enel S.p.A. (a su vez sobre la base de los poderes otorgados al mismo por parte del Directorio de Enel S.p.A.) son válidos y eficaces reproduciendo las antes mencionadas obligaciones de Enel S.p.A., como ya dicho, válidas, eficaces y vinculantes para Enel S.p.A.
En Fe.*

**Abogado Michele Carpinelli
Chiomenti Studio Legale**

Roma, 2 de Diciembre de 2015.

Asimismo, el Directorio, por la mayoría antes indicada, ha acordado advertir que el autor de los compromisos citados es Enel S.p.A. y no Enersis S.A., no correspondiéndole al Directorio de esta última modificar o ampliar el contenido de dichos compromisos.

El director Rafael Fernández Morandé, en la sesión ya mencionada del Directorio del día de hoy, ha fundamentado su voto en contra, manifestando en relación a la respuesta al Oficio de la referencia, lo siguiente:

"I.- Razón tiene la SVS en querer profundizar en los temas de su Oficio N°26.429 pues las cartas de Enel contienen vaguedades y están llenas de excepciones. No se aprecia en éstas, obligaciones detalladamente descritas y claramente asumidas por el accionista controlador.

II.- Es mi opinión, que la forma de avanzar en que los dichos de Enel S.p.A. se transformen en compromisos vinculantes, es:

- a) Que los compromisos se redacten minuciosamente de forma tal de poder hacerlos exigibles.
- b) Que Enel S.p.A. señale ahora un representante legal en Chile, con domicilio en Chile y garantizando debidamente que se le encontrará en Chile.
- c) Que Enel S.p.A. garantice sus dichos y compromisos mediante, por ejemplo, la constitución en garantía de sus acciones de Enersis S.A., "en prenda".

Respecto de los requerimientos del Oficio SVS N°26.429, en el marco de lo expresado precedentemente en los puntos I, II y III, paso a formular mis opiniones en cada punto.

- 1° i) Con respecto a las Energías Renovables No Convencionales, es una propuesta borrador de acuerdo entre Endesa y Enel Green Power, que debe trabajarse como Operación entre Partes Relacionadas. De ninguna manera pueda implicar limitar las autonomías de Endesa para desarrollar proyectos y negocios con terceros, en Chile y Sudamérica.

Me parece del todo conveniente que este acuerdo esté negociado y firmado antes de la realización de las juntas extraordinarias de accionistas de División de las empresas.

- ii) Respecto del compromiso de vehículo único de inversión, Enel dice que éste se mantiene, por cuanto no usará otros vehículos de inversión en Sudamérica distintos a las Enersis Chile y Américas. Pero de la redacción de sus cartas alguien podría argüir que es un compromiso nuevo y condicionado.

Esto debe quedar absolutamente claro. Enel a través de Endesa España asumió este compromiso con ocasión de la Operación entre Partes Relacionadas de aumento de capital de Enersis, sin condicionante alguno.

Es mi opinión que Enel S.p.A. debe complementar su carta para subsanar este tema, antes de la realización de las juntas extraordinarias de accionistas de División.

- 2- Respecto de la OPA sobre la eventual Endesa Américas, mantengo mis dichos expresados en mi voto de minoría relacionado con el Oficio SVS N°25.412.

Considero que ésta sí contribuye al interés social de Enersis por cuanto supone generación de valor para los accionistas de Enersis, propone a los accionistas de Endesa una opción que no tenían e implica usar los fondos provistos por los accionistas minoritarios en el aumento de capital.

- 3- Respecto de la compensación a Endesa por costos tributarios, reafirmo mi posición de que es Enel S.p.A. quien debe compensar a Endesa.

Sostengo mis opiniones expresadas al respecto en mi voto de minoría relacionado con el Oficio SVS N° 25.412.

Enel S.p.A. debe compensar a Endesa, en un plazo no mayor de sesenta días de que Endesa incurra en los pagos de los costes tributarios.

El acuerdo de mayoría del Directorio de que Enersis compense a Endesa es contrario al interés social de Enersis.

La compensación a Endesa debe ser tratada como Operación entre Partes Relacionadas y recomiendo que el Comité de Directores de Endesa emita un pronunciamiento referido a: establecer en qué condiciones debe suscribirse un acuerdo detallado entre Endesa y Enel S.p.A., que le permitan a Endesa hacer exigible y demandable con certeza el compromiso de compensación, antes de la realización de las juntas extraordinarias de accionistas de División."

- Con fecha 17 de diciembre de 2015 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

- 1.- Con fecha de hoy, se han recibido comunicaciones suscritas por los accionistas AFP Provida, AFP Cuprum y AFP Capital manifestando su intención de apoyar el proceso de Reorganización de Enersis y sus filiales y la división de Enersis S.A. y Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile) sujeto

a determinadas condiciones, según se describen en cartas que se adjuntan a la presente comunicación.

2.- También con fecha de hoy, la Compañía ha recibido comunicación de su accionista controlador, Enel S.p.A., la cual acompañamos a la presente, en la que manifiesta compromisos vinculantes relacionados con el proceso de Reorganización Societaria.

3.- Que, en sesión extraordinaria celebrada con fecha de hoy, el Directorio ha analizado las comunicaciones recibidas por la Compañía arriba descritas, y adoptó los siguiente acuerdos:

(i) Por mayoría, modificación del acuerdo de compensación tributaria que había sido adoptado en sesión del pasado 24 de noviembre de 2015. A tal fin Enersis S.A. se compromete a compensar pura y simplemente los costos tributarios soportados por Endesa Chile, deducidos aquellos beneficios o créditos tributarios que Endesa América S.A. o Endesa Chile obtengan como consecuencia de la Reorganización, siempre que la fusión a la que se refiere la misma no se produzca antes del 31 de diciembre de 2017.

(ii) Por unanimidad, modificación de la propuesta de precio de OPA futura de Enersis Américas S.A. sobre Endesa Américas S.A. con el fin de elevar su precio desde los \$236 pesos por acción acordados en el Directorio del pasado 24 de noviembre de 2015, hasta \$285 pesos por acción.

(iii) Por mayoría, elevar la propuesta de límite al ejercicio del derecho a retiro de Enersis Américas S.A. que se presentaría en la junta de fusión, incrementándolo del actual 6,73% hasta un 10%, en la medida que dicho aumento en el derecho a retiro en Enersis América S.A. no tenga como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% en Enersis Américas S.A. después de formalizada la fusión.

- Con fecha 18 de diciembre se informó con carácter de hecho esencial que en esta fecha se celebró la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. ("Enersis" o la "Compañía").

En la referida junta, los accionistas de Enersis tomaron conocimiento de la propuesta de reorganización societaria del Grupo Enersis (la "Reorganización") consistente en (a) la división de Enersis y sus filiales Empresa Nacional de Chile SA ("Endesa Chile") y Chilectra S.A. ("Chilectra"), y (b) la ulterior fusión de las sociedades que sean propietarias de participaciones sociales en negocios fuera de Chile. Asimismo, tomaron conocimiento de los antecedentes que sirven de fundamento a la Reorganización y de los términos estimativos de esa posible fusión.

Luego de lo anterior, la junta de accionistas, con el quórum legal requerido, resolvió aprobar la división de Enersis en dos sociedades (la "División"), surgiendo de esta División la nueva sociedad anónima abierta Enersis Chile SA ("Enersis Chile"), regida por el Título XII del D.L. 3500, a la que se le asignaron las participaciones societarias y activos y pasivos asociados de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones accionaria en cada una Chilectra y Endesa Chile ya divididas, e incorporándose en ella la totalidad de los accionistas de Enersis en la misma proporción que les corresponde en el capital de Enersis por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida Enersis las participaciones societarias de Enersis fuera de Chile, incluyendo sus participaciones accionarias en las sociedades resultantes de las divisiones de Chilectra y Endesa Chile, y los pasivos vinculados a ellas, al igual que todos los demás activos y pasivos no asignados expresamente a Enersis Chile en la División.

La División se encuentra sujeta a las condiciones suspensivas consistentes en que las actas de las juntas extraordinarias de accionistas en que se aprueben las divisiones de Endesa Chile y Chilectra hayan sido debidamente reducidas a escritura pública y sus respectivos extractos hayan sido inscritos y publicados debida .Y oportunamente en conformidad a la ley. Adicionalmente, se aprobó que la División tendrá efecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a aquel en que se otorgue una escritura pública de cumplimiento de condiciones de la División, sin perjuicio del cumplimiento oportuno de las formalidades de inscripción en el Registro de Comercio correspondiente y las publicaciones en el Diario Oficial del extracto de la reducción a escritura pública del acta

de la junta extraordinaria de accionistas que aprobó la División.

Como parte del acuerdo de División, se acordó asimismo (i) la disminución del capital de Enersis producto de la División desde la suma de \$5.804.447.986.000.-, dividido en 49.092.772.762.- acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, a la nueva suma de \$3.575.339.011.549.-, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal; (ii) establecer el capital de Enersis Chile, correspondiente al monto que en que se disminuyó el capital de Enersis, dividido en 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal; y (iii) la distribución del patrimonio social entre Enersis y Enersis Chile, asignándose a Enersis Chile los activos y delegándose los pasivos según lo señalado en la referida junta.

De igual manera, se aprobaron otras modificaciones a los estatutos de Enersis como consecuencia de la División, en lo relativo a (i) su razón social, pasando a denominarse Enersis Américas S.A.; y (ii) su objeto social, ampliándolo para incluir préstamos a empresas relacionadas.

Por su parte, se aprobaron los estatutos de Enersis Chile, la que desde su entrada en vigencia se someterá en forma anticipada y voluntariamente a las normas establecidas en el artículo 50 Bis de la Ley de Sociedades Anónimas relativas a la elección de directores independientes y creación de Comité de Directores. En concordancia con ello, se eligió el directorio provisorio de Enersis Chile de conformidad con el referido Artículo 50 bis, resultando elegidos como directores independientes los señores Pablo Cabrera Gaete y Gerardo Jofré Miranda, y como directores no independientes los señores Francisco de Borja Acha Besga, Francesco Starace, Alberto De Paoli, Giulio Fazio y Fernán Gazmuri Plaza; dejándose constancia para estos efectos de la votación del controlador de Enersis, de sus miembros y de sus personas relacionadas.

Los accionistas acordaron designar como empresa de auditoría externa para Enersis Chile a Ernst & Young; y como Inspectores de Cuentas para Enersis Chile a los señores Luis Bono Solano y Waldo Gomez Santiago, como titulares, y a los señores Franklin Ruiz Salinas y

Roberto Lausen Kuhlman, como suplentes.

Finalmente, se acordó que Enersis Américas SA continuará, y Enersis Chile quedará, sujeta a la Resolución N° 667 de la Honorable Comisión Resolutiva, de fecha 30 de octubre de 2002.

Hechos Relevantes o Esenciales

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley N° 18.045, sobre Mercado de Valores, y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de esa Superintendencia, se informan los siguientes hechos esenciales:

- Con fecha 14 de enero, el Directorio de Enersis S.A. acordó, por la unanimidad de sus miembros, presentar una oferta pública voluntaria de adquisición de acciones dirigida a los accionistas de su filial Companhia Energética do Ceará - COELCE ("Coelce"), domiciliada en la República Federativa del Brasil.

Enersis S.A. ya filializa, controla y consolida la sociedad Coelce, a través de la sociedad Enel Brasil S.A. la cual tiene a esta fecha el 58,87% de las acciones emitidas por Coelce, que corresponden a un 91,66% de acciones ordinarias y a un 6,26% de acciones preferidas clase A.

Enersis S.A. ("Ofertante"), asistida por el Banco Itaú BBA S.A. ("Itaú BBA"), en calidad de intermediaria, publicará oportunamente el prospecto ("Edital") de Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones ("OPA") para adquirir todas las acciones de todas las series emitidas por Coelce (ordinarias, preferentes Clase A y preferentes Clase B) y que están en circulación en el mercado, a un precio por acción de R\$49. Este precio será pagadero a la vista, el 20 de febrero de 2014, en moneda de curso legal de Brasil, de acuerdo a las reglas establecidas en la legislación y normativa brasileña, rigiéndose esta OPA según lo dispuesto en la Instrução CVM N°361/2002. Este precio representa un premio de 20,1% con respecto al precio medio, ponderado por volumen, de las acciones preferentes clase A en los últimos 30 días bursátiles (hasta el 13 de enero de 2014, inclusive).

En el evento que durante la ejecución de esta OPA todos los accionistas de Coelce vendieran sus acciones a Enersis S.A., esta sociedad tendría que desembolsar la cantidad aproximada de \$340.212 millones de pesos

chilenos, equivalente a USD 645 millones, considerando un tipo de cambio de 527,53 pesos por dólar.

Esta transacción, al tratarse de una compra de una participación ya controlada, no genera efectos en el Estado de Resultados de Enersis y no modificará los valores de los activos y pasivos de Coelce registrados en el balance consolidado de Enersis al momento de la transacción. La diferencia que se produzca entre los valores registrados por Coelce y el valor que desembolsará Enersis por la adquisición, será registrado en Patrimonio (otras reservas) en el momento en que se perfeccione la transacción. A partir de este momento los efectos de la mayor participación se verán reflejados en los Estados de Resultados de la Ofertante.

El plazo de aceptación de la OPA será de 33 días corridos contados desde la publicación del Edital en los medios de comunicación brasileños, lo que ocurrirá el 16 de enero de 2014, debiendo la subasta de la OPA ocurrir a las 16:00 horas (hora de Brasilia) del día 17 de febrero de 2014. Los demás términos y condiciones de la OPA serán divulgadas en el Edital de la OPA que será oportunamente publicado.

Se informa, asimismo, que PricewaterhouseCoopers Corporate Finance & Recovery Ltda, de Brasil, elaboró el informe de evaluación ("Laudo de Avaliação") de Coelce que, conjuntamente con el Edital de Oferta Pública Voluntaria para Aquisição de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais A e Ações Preferenciais B em Circulação de Emissão da Companhia; estará a disposición de los interesados a contar del día 14 de enero de 2014, en la sede social de Enersis S.A., de Coelce, del Banco Itaú BBA, de la BM&FBOVESPA S.A.- Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros-, y de la CVM, así como en los siguientes sitios web: www.enersis.cl; www.coelce.com.br/ri.htm (acceder "OPA Enersis"); <http://www.itaubba.com.br/portugues/atividades/prospectos-to-iubb.sp>, www.cvm.gov.br y www.bmfbovespa.com.br.

Adicionalmente la lista de accionistas de Coelce estará a disposición en las sedes sociales de las entidades antes mencionadas.

Esta operación se enmarca dentro del proceso de utilización de los fondos recaudados en el aumento de capital aprobado en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012, y que concluyó satisfactoriamente con la suscripción del 100% de las acciones disponibles a marzo de 2013, recaudando cerca de US\$2.400 millones en efectivo.

- Con fecha 17 de febrero de 2014, se informó con carácter de hecho esencial que en el marco de la oferta pública voluntaria de adquisición de acciones dirigida a los accionistas de la filial de Enersis S.A. ("Oferente"), Companhia Energética do Ceará – COELCE ("Coelce"), se ha realizado con fecha de hoy la subasta para adquirir las acciones de todas las series emitidas por esta última sociedad que estaban en circulación en el mercado.

Durante la subasta, Enersis no incrementó el precio ofertado por estimar que el precio ofrecido era el adecuado y el conveniente para los intereses sociales de la compañía. El resultado de la subasta por cada una de las series de acciones de Coelce es el siguiente:

- Acciones Ordinarias: Enersis adquirió 2.964.650 acciones ordinarias que representan más de 2/3 del total de las acciones de esta serie en circulación, lo que corresponde a un 6,17% del total de acciones de la serie referida y a un 3,81% del capital social de Coelce.
- Acciones Preferidas Clase A: al no haberse sobrepasado los 2/3 del total de acciones en circulación de la serie referida, Enersis adquirió 1/3 de las acciones de dichas series, para lo cual los accionistas de esta serie que concurren a la oferta, vendieron a prorrata sus respectivas participaciones al Oferente, adquiriendo Enersis 8,818,006 acciones preferidas clase A, lo que corresponde aproximadamente a 31,21% del total de las acciones de la referida serie y a 11,33% del capital social de Coelce.
- Acciones Preferidas Clase B: Enersis adquirió 424 acciones preferidas clase B que representan menos de 1/3 del total de las acciones de esta serie en circulación, lo que corresponde a 0,03% del total de las acciones de

la referida serie y a un 0,00054% del capital social de Coelce.

Como resultado de la subasta, Enersis adquirió a un valor de R\$49, 2.964.650 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferidas clase A y 424 acciones preferidas clase B, lo que representa un desembolso aproximado de \$132.340 millones de pesos chilenos, equivalentes a USD 242 millones, considerando un tipo de cambio de 546,99 pesos por dólar, pago que se materializará el 20 de febrero próximo ("Fecha de liquidación"), en moneda corriente del Estado Federativo del Brasil y en los términos en que fue comunicado al mercado en el hecho esencial del pasado 14 de enero.

De esta manera y en el marco del proceso de utilización de los fondos recaudados en el aumento de capital aprobado durante el ejercicio 2012, Enersis ha incrementado su participación accionarial en su filial Coelce en un 15,13%, lo que significa que actualmente tiene directa e indirectamente el 74% de las acciones de la sociedad, distribuidas de la siguiente forma: 47.026.083 acciones ordinarias, 10.588.006 acciones preferidas clase A y 424 acciones preferidas clase B.

Al haberse sobrepasado los 2/3 del total de acciones en circulación en la serie de acciones ordinarias de Coelce, Enersis prorrogará la vigencia de la oferta para dicha serie por tres meses adicionales a partir de hoy, de acuerdo a la legislación aplicable, para que los accionistas referidos que aún no han concurrido a la oferta, puedan vender su participación dentro de ese plazo a un precio final de adquisición de acciones de R\$49, ajustado por la tasa SELIC y calculado pro rata desde la Fecha de Liquidación hasta la fecha de pago de efectivo, en términos de la Instrução CVM 361/02. El plazo que tendrá el oferente para pagar a los accionistas que concurren durante este periodo a vender sus acciones, será de 15 días corridos contados desde la fecha en que sea ejercida dicha facultad por parte del respectivo accionista. Cualquier accionista que tenga acciones ordinarias de Coelce que desee vender sus acciones en los términos referidos, deberá enviar una comunicación dirigida a Regina Alcântar, haciendo referencia a la Oferta Pública Voluntaria para Adquisición de Acciones presentada por Enersis, a la dirección calle Padre Veldevino, n° 150, 60,135-040, Fortaleza, CE. En esta comunicación el accionista deberá informar el

número de acciones ordinarias que pretende vender. El procedimiento de venta de las acciones ordinarias de Coelce en los términos referidos se encontrará detallado en el sitio web de Enersis www.enersis.cl y en el sitio web de su filial Coelce www.coelce.com.br/ri.htm, en el link "OPA Enersis".

La adquisición de acciones de Coelce no genera efectos en los Estados de Resultados Integrales de Enersis por tratarse de una compra de una participación ya controlada y no modifica los valores de los activos y pasivos de Coelce registrados en el balance consolidado de Enersis, Los efectos de esta mayor participación accionaria por parte de Enersis comenzarán a verse reflejados en los Estados de Resultados de la sociedad dominante a partir de este momento.

- Con fecha 1 de abril de 2014, se informó con carácter de hecho esencial, que, nuestra filial Empresa Nacional de Electricidad S.A. ha suscrito contratos para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Los Cóndores de 150 MW, el que se encuentra localizado en la VII Región. Esta central hidroeléctrica, en la que se invertirán MMUSD 661,5, aprovechará las aguas del embalse Laguna El Maule y se espera que entre en operación comercial a fines del año 2018. Con fecha de ayer, se adjudicó el contrato de obras civiles de dicho proyecto al Consorcio Ferroviario Agroman.

Los efectos en resultados de la mencionada inversión no son cuantificables a esta fecha.

- Con fecha 1 de abril de 2014, se informó con carácter de hecho esencial, que, con fecha de 31 de marzo, el Directorio de nuestra filial Empresa Nacional de Electricidad S.A. (en adelante "Endesa Chile"), acordó aceptar la oferta de Southern Cross Latin American Private Equity Fund III, L.P., (en adelante "Southern Cross"), relativa a la venta y enajenación directa de todos los derechos sociales que esta sociedad tiene en Inversiones GasAtacama Holding Limitada (equivalentes al 50% de dicha sociedad); y a la cesión del crédito del que la sociedad Pacific Energy Sub Co. es actualmente titular en contra de Atacama Finance Co., el que se encuentra documentado en el pagaré de fecha 16 de enero de 2013, por un monto que actualmente asciende a US\$ 28.330.155. Lo anterior, de conformidad al Acta de Conciliación, suscrita con fecha 18 de junio de 2013,

por Southern Cross, y Endesa Chile, en el marco del arbitraje seguido con Southern Cross.

El precio total de venta por los activos mencionados, incluida la cesión del crédito antes indicado, asciende a la suma de US\$ 309.000.000. Las partes tendrán hasta 30 días corridos, a contar de hoy, para la suscripción de los documentos y contratos de cierre de la operación.

Como consecuencia de esta operación se extingue el pacto de accionistas suscrito entre Southern Cross y Endesa Chile, con fecha 1° de agosto de 2007 y se incorporan a nuestro grupo empresarial, en calidad de filiales, las sociedades Inversiones Gas Atacama Holding Ltda; Gas Atacama S.A.; Gas Atacama Chile S.A.; Gadosucto Tal Tal S.A.; Progas S.A. Gasoducto Atacama Argentina S.A.; Gasoducto Atacama Argentina S.A. (Sucursal Argentina); Atacama Finance Co.; GNL Norte S.A. y Energex Co.

Al cierre del ejercicio 2013, GasAtacama obtuvo un EBITDA de 114 MUSD y una utilidad neta de 69 MUSD. Además, la compañía cuenta con una posición de caja, equivalentes de efectivo y activos financieros realizables por importe de 222 MUSD. La sociedad mantiene una deuda financiera con sus socios por importe de 56,6 MUSD. A partir del perfeccionamiento de la adquisición, Enersis, a través de su filial Endesa Chile, obtendrá el control de Inversiones GasAtacama Holding Limitada y de sus filiales, por lo que consolidará íntegramente el 100% de su participación, dejando de registrarla a valor patrimonial proporcional del 50% como inversión en un negocio conjunto.

- Con fecha 23 de abril de 2014, se informó con carácter de hecho esencial, que, en junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 23 de abril de 2014, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N° 88, de \$1,42964 por acción), y un dividendo adicional, que ascendió a un total de \$ 329.257.075.000, que equivale a \$6,70683 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N° 88 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N° 89 ascendente a \$ 259.071.983.050, que equivale a \$ 5,27719 por acción.

- Con fecha 30 de abril de 2014 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

- 1.- Con fecha 30 de abril de 2014 y según lo resuelto por Directorio de Enersis S.A. en sesión celebrada el día 29 de Abril de 2014, Enersis S.A. suscribió el contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tiene indirectamente en Generandes Perú S.A. (equivalentes al 39,01 % de dicha sociedad), sociedad controladora de Edegel S.A.A. La compraventa referida contempla un precio de US\$ 413 millones pagadero una vez transferidas las acciones, lo que ocurrirá verificadas ciertas condiciones suspensivas previstas en aquélla.
 - 2.- Considerando que Enersis S.A. ya controla y por tanto consolida Generandes Perú S.A. y Edegel S.A.A., esta operación no genera efectos en los Estados de Resultados Integrales de Enersis y no modifica los valores de los activos y pasivos de dichas filiales registrados en el Balance Consolidado de Enersis S.A. Los efectos de esta mayor participación accionaria por parte de Enersis S.A. se verán reflejados en los Estados de Resultados de la sociedad dominante a partir del momento en que se verifiquen las condiciones suspensivas mencionadas.
 - 3.- Como consecuencia de dicha compraventa y una vez que se verifiquen las condiciones suspensivas de la operación, Enersis S.A. filializará y consolidará las siguientes sociedades: Inkia Holdings (Acter) Limited; Southern Cone Power Ltd.; Latin America Holding I Ltd.; Latin America Holding II Ltd, y Southern Cone Power Perú S.A.A.
 - 4.- Esta operación se enmarca dentro del proceso de utilización de los fondos recaudados en el aumento de capital aprobado en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012, y que concluyó satisfactoriamente con la suscripción del 100% de las acciones disponibles a marzo de 2013, recaudando cerca de US\$2.400 millones en efectivo.
- Con fecha 19 de mayo de 2014, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:
- 1.- Que, al cierre de la jornada bursátil del viernes 16 de mayo terminó el periodo de 90 días adicionales para la compra de acciones ordinarias remanentes con ocasión de la Oferta Pública Voluntaria para adquisición de Acciones ("OPA") efectuada por parte de Enersis S.A. (Enersis) respecto de las acciones emitidas por su filial brasilera Companhia Energética do Ceará – COELCE ("Coelce") cuya subasta tuvo lugar el pasado 17 de febrero de 2014, por haberse logrado una aceptación superior al 2/3 de las acciones de la serie ordinaria a la finalización del periodo de suscripción regular.
 - 2.- Que, finalizado este último periodo de 90 días, Enersis adquirió 38.162 acciones ordinarias adicionales equivalentes al 0,049% del capital de Coelce a un valor promedio ponderado de R\$ 49,20 para lo cual se efectuó una inversión adicional de R\$ 1.877.427.
 - 3.- De esta manera y como resultado final de la OPA, en sus periodos regular y adicional de compra antes indicados, Enersis adquirió en forma total a un valor promedio ponderado de R\$ 49,00, 3.002.812 acciones ordinarias, 8,818,006 acciones preferidas Clase A, a un valor de R\$ 49,00 y 424 acciones preferidas Clase B a un valor R\$ 49,00, lo que representa un desembolso aproximado de \$ 132.803 millones de pesos chilenos, equivalentes a USD 243 millones. En consecuencia, la participación final directa e indirecta de Enersis S.A. en su filial Coelce es de 74,05%.
- La adquisición de acciones emitidas por Coelce no genera efectos en los Estados de Resultados Integrales de Enersis S.A. por tratarse de una compra de una participación en una sociedad ya controlada y tampoco modifica los valores de los activos y pasivos de Coelce ya registrados en el balance consolidado de Enersis S.A. Los efectos de esta mayor participación accionaria de Enersis se han visto reflejados en los Estados de Resultados de la sociedad dominante a medida que se han realizado las correspondientes adquisiciones accionarias.
- Con fecha 31 de julio de 2014, se informó con carácter de hecho esencial, copia de hecho relevante publicado en esa misma fecha por Endesa, S.A., matriz de Enersis S.A., domiciliada en el Reino de España, que da cuenta de la propuesta de reorganización societaria recibida de Enel, S.P.A.

- Con fecha 3 de septiembre de 2014, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:
 - 1.- Que, según lo informado por esta Sociedad mediante Hecho Esencial de fecha 30 de abril de 2014, Enersis S.A. suscribió un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tiene indirectamente en Generandes Perú S.A. ("Generandes") (equivalentes al 39,01% de dicha sociedad), sociedad a su vez controladora de la compañía generadora de electricidad peruana Edegel S.A. A. ("Edegel"). La compraventa referida se acordó por un precio de US\$ 413 millones, el cual sería pagadero una vez transferidas las acciones, lo que ocurriría una vez verificadas ciertas condiciones suspensivas previstas en dicho contrato.
 - 2.- Que, cumplidas las condiciones suspensivas previstas en el mencionado contrato de compraventa, con fecha 3 de septiembre Enersis S.A. adquirió en el precio acordado y le han sido transferidas la totalidad de las acciones de las que Inkia Americas Holdings Limited era titular indirectamente en Generandes, equivalentes al 39,01% de las acciones emitidas por esta última sociedad. A su vez, Generandes es titular del 54,20% de las acciones emitidas por Edegel.
 - 3.- Considerando que Enersis S.A. ya controla y por tanto consolida Generandes y Edegel, esta operación no modifica los valores de los activos y pasivos de dichas filiales registrados en el Balance Consolidado de Enersis S.A. Los efectos de esta mayor participación accionaria por parte de Enersis S.A. se verán reflejados en los Estados de Resultados de la sociedad dominante a contar de esta fecha.
 - 4.- Como consecuencia de esta compraventa, Enersis S.A. filializará y consolidará las siguientes sociedades: Inkia Holdings (Acter) Limited; Southern Cone Power Ltd.; Latin America Holding I Ltd.; Latin America Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.
 - 5.- Esta operación se enmarca dentro del proceso de utilización de los fondos recaudados en el aumento de capital aprobado en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012, y que concluyó satisfactoriamente con la suscripción del 100% de las acciones disponibles a marzo de 2013, recaudando cerca de US\$2.400 millones en efectivo.
 - Con fecha 11 de septiembre de 2014, se informó con carácter de hecho esencial, copia de hecho relevante publicado en esa misma fecha por Endesa, S.A., matriz de Enersis S.A., domiciliada en el Reino de España.
 - Con fecha 17 de septiembre de 2014, se informó con carácter de hecho esencial, copia de hecho relevante publicado esa misma fecha por Endesa, S.A., matriz de Enersis S.A., domiciliada en el Reino de España. Dicho hecho relevante trae adjuntos dos informes emitidos por Bank of America Merrill Lynch y Deutsche Bank, los cuales también se acompañan al hecho esencial.
 - Con fecha 19 de septiembre de 2014, se informó con carácter de hecho esencial, copia de hecho relevante de Endesa, S.A., matriz de Enersis S.A., domiciliada en el Reino de España, que da cuenta de la Convocatoria a Junta General Extraordinaria de Accionistas ya anunciada en hecho relevante difundido el 17 de septiembre del año en curso.
 - Con fecha 2 de octubre de 2014, el Comité de Directores y el Directorio de Enersis han recibido dos informes de evaluación independiente realizados por IM Trust Asesorías Financieras S.A. y por Itaú BBA de Banco Itaú Chile, respectivamente, copia de los cuales se adjuntan a la presente comunicación y, de conformidad con el artículo 147 de la Ley 18.046, serán puestos a disposición de los accionistas en las oficinas sociales de Enersis S.A. ubicadas en Santa Rosa 76, Santiago y en el sitio Internet de la sociedad: www.enersis.cl, a contar de esta fecha.
- Los informes señalados fueron solicitados por los mencionados órganos societarios de la Compañía, con ocasión del estudio de una eventual operación entre partes relacionadas, en adelante, la Operación.
- La Operación tiene por finalidad proceder al reintegro del capital de Inversora Dock Sud S.A. ("IDS") y Central Dock Sud S.A. ("CDS"), filiales argentinas de Enersis S.A., las cuales arrastran pérdidas acumuladas, por lo cual se ha considerado como solución viable y eficiente, un aumento de capital en dichas sociedades en el que diversos acreedores condonen los intereses y aporten los

créditos que tienen contra CDS, Enersis no tiene créditos por cobrar a IDS ni a CDS, pero sí los tiene su sociedad matriz domiciliada en España, Endesa Latinoamérica, S.A. (ELA), que no es accionista de ninguna de estas últimas sociedades, y a la cual Enersis compraría tales créditos. Dicha Operación consiste en los siguientes actos y contratos: a) Compraventa por parte de Enersis S.A. de créditos de los cuales es propietaria su matriz ELA, contra CDS. Los créditos objeto de la compraventa son los que se individualizan en los mencionados informes, b) Aceptación de la Oferta recibida con fecha 19 de septiembre de Pan American Energy LLC, Pan American Energy Holdings Ltd, y Pan American Sur S.A. en su calidad de accionistas de Central Dock Sud, S.A. con el fin de acordar la capitalización de dicha sociedad, En dicha oferta se manifiesta que parte de los créditos adquiridos por Enersis, serán parcialmente amortizados en efectivo por CDS, c) Condonación por Enersis de los intereses asociados a los créditos adquiridos y capitalización en IDS y CDS del remanente de ellos, Los restantes accionistas llevarán a cabo análogas condonaciones y capitalizaciones con los créditos que poseen, d) Eventuales reducciones de capital en IDS y CDS.

La Operación, además de restablecer el patrimonio de CDS, está orientada a poder mantener las actuales participaciones de los accionistas en dicha sociedad: Enersis (40%), YPF (40%) y Pan American Energy (20%).

En los próximos días y dentro de los plazos previstos por el numeral 5) del artículo 147 de la LSA, el Comité de Directores evacuará el informe exigido por el artículo 50 Bis y los directores individualmente se pronunciarán respecto de la conveniencia de la Operación para el interés social. De considerarse conveniente, el Directorio de la Compañía convocará a una Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad a la que se someterá la aprobación de la Operación.

Los efectos en resultados de Enersis S.A. de la Operación no son cuantificables a esta fecha.

- Con fecha 6 de octubre de 2014 se informó con carácter de hecho esencial que el Comité de Directores de Enersis S.A., en su sesión extraordinaria celebrada el día 6 de octubre, ha emitido su informe, de conformidad con el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas.

Dicho informe se refiere al análisis de la operación consistente en la compraventa por Enersis S.A. a Endesa Latinoamérica, S.A. de los créditos que esta última posee contra Central Dock Sud S.A. (CDS) y la posterior condonación de intereses y aportación de dichos créditos al capital de Inversora Dock Sud S.A. (IDS) y al de CDS, a su valor facial y en igualdad de condiciones por los acreedores y accionistas de CDS, recibiendo a cambio acciones emitidas por IDS y CDS, respectivamente, en proporción a la aportación de créditos realizada, y en el caso de Enersis, parcialmente amortizado en efectivo, así como las eventuales reducciones de capital de tales filiales argentinas. Copia de dicho informe quedó a disposición de los accionistas en las oficinas sociarias de Enersis ubicadas en Santa Rosa 76, piso 15, Santiago de Chile, y en el sitio de internet de la sociedad www.enersis.cl.

- Con fecha 8 de octubre se informó el siguiente hecho esencial:

I. Los siete directores de Enersis S.A., dentro del plazo legal previsto en el Artículo 147 numeral 5) de la Ley de Sociedades Anónimas, entregaron sus respectivas opiniones individuales relativas a la Operación Dock Sud, sobre la cual se ha informado mediante hechos esenciales de fechas 2 y 6 de octubre de 2014. Dichas declaraciones individuales permiten dar cumplimiento a lo preceptuado en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas (LSA).

II. Con esa misma fecha, el Directorio de Enersis acordó aprobar la compra de créditos a Endesa Latinoamérica, S.A. contra Central Dock Sud S.A. y la condonación de intereses y demás conceptos relacionados, la posterior capitalización parcial de los principales de las deudas y eventuales reducciones de capital, tal como se describe en los informes independientes emitidos por los evaluadores Itaú BBA de Banco Itaú Chile e IM Trust y señalar que las opiniones individuales de los Directores consideran que los valores máximos a los cuales esta Operación de Compraventa cumple con el interés social varían entre US\$23,8 y 33,8 millones, el que en definitiva determinará la Junta Extraordinaria de Accionistas. El Directorio dejó expresa constancia que, con la aprobación precedente, se cumplía lo dispuesto en el artículo 14 Bis de los estatutos sociales de la

Compañía y que, en ningún caso, ello podía estimarse como un pronunciamiento bajo los términos del Título XVI de la LSA.

Copia de las mencionadas declaraciones individuales y de la declaración colectiva del Directorio han sido puestas a disposición de los accionistas en las oficinas sociales de Enersis S.A. ubicadas en Santa Rosa 76, Santiago y en el sitio Internet de la sociedad: www.enersis.cl, a contar de esta fecha.

III. El Directorio de la Compañía acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. a celebrarse el día martes 25 de noviembre de 2014, a las 12:00 horas, en el Auditorio del Edificio Corporativo de Enersis S.A. ubicado en Santa Rosa 76, Comuna de Santiago, con el objeto que los accionistas conozcan y se pronuncien sobre las siguientes materias:

1.- Aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas ("LSA"), la operación con partes relacionadas que consta de los siguientes actos y contratos:

a) Compraventa por parte de Enersis S.A. de créditos de los cuales es propietario su matriz Endesa Latinoamérica, S.A. en contra de Central Dock Sud S.A. (CDS). Los créditos objeto de la compraventa son los que se individualizan a continuación y cuyos antecedentes se encuentran a disposición de los accionistas en el domicilio social y en el sitio Web de la Sociedad: www.enersis.cl:

i) Crédito otorgado el 16 de abril de 1999 por un total de US\$ 258.000.000 con una participación del 57% de Endesa Internacional S.A. (hoy Endesa Latinoamérica, S.A.) y un 43% por Repsol International Finance B,V, (cedido a YPF International S.A.) con el fin de cubrir parte de los costos del proyecto para la construcción de la planta de ciclo combinado, con un plazo de pago máximo de 13 años ("Crédito Sindicado"). A efectos de asegurar el cumplimiento de las obligaciones de la financiación, Central Dock Sud S.A. constituyó una serie de garantías a favor de los acreedores de la misma, entre las que

se incluyen hipoteca sobre el terreno en el que se asienta la planta de generación eléctrica, prenda fija con registro sobre los equipos y bienes muebles que integren la planta, entre otras, Además, los accionistas Inversora Dock Sud S.A., YPF S.A. y Pan American Energy Holdings Ltd, prendaron sus acciones de Central Dock Sud, en garantía del cumplimiento de las obligaciones que surgen de este financiamiento. Hasta la fecha, el Crédito Sindicado ha sufrido diversas amortizaciones y prórrogas, lo que hacen que al 31 de diciembre de 2013, la deuda consolidada incluyendo los intereses punitivos y comisiones establecidos contractualmente devengados ascendía a US\$ 147.877.451 (capital: US\$ 90.704.696 e intereses y comisiones: US\$ 57.172.755).

ii) Crédito otorgado el 8 de noviembre de 2007 por un total de US\$ 34,000,000, con una participación del 40% por Endesa Internacional S.A. (hoy Endesa Latinoamérica, S.A.), un 40% YPF International S.A. y un 20% Pan American Energy LLC (posteriormente cedida a Pan American Sur S.A.), con vencimiento en septiembre de 2013 ("Préstamo de los Accionistas"). El Préstamo de los Accionistas fue prorrogado hasta septiembre 2014. El saldo adeudado por este préstamo, ascendía a US\$ 45.520.806 al 31 de diciembre de 2013 (capital US\$ 34,000,000 e intereses: US\$ 11.520.806).

b) Que Enersis S.A., en su calidad de acreedor, acuerde con su filial Central Dock Sud S.A. la pesificación de los créditos individualizados en la letra anterior.

c) Que Enersis S.A. aporte a su filial argentina Inversora Dock Sud S.A. (IDS) el 99,14% (noventa y nueve coma catorce por ciento) del crédito que le adeuda CDS en virtud del Crédito Sindicado, porcentaje que asciende a US\$ 51.384.667 (cincuenta y un millones trescientos ochenta y cuatro mil seiscientos sesenta y siete dólares estadounidenses) equivalentes a AR\$ 335.079.412 (trescientos

treinta y cinco millones setenta y nueve mil cuatrocientos doce pesos argentinos) y aporte a CDS el 0,86% (cero coma ochenta y seis por ciento) restante del crédito que le adeuda CDS en virtud del Crédito Sindicado, porcentaje que asciende a U\$S 445.538 (cuatrocientos cuarenta y cinco mil quinientos treinta y ocho dólares estadounidenses) equivalentes a AR\$ 2.905.355 (dos millones novecientos cinco mil trescientos cincuenta y cinco pesos argentinos). En forma previa, Enersis condonará a CDS el 100% (cien por ciento) de los intereses financieros, resarcitorios y punitivos devengados y asociados a dicho crédito, así como también las Comisiones Ecuilibradora y por Contragarantías, junto con todos los intereses financieros, punitivos y resarcitorios devengados y asociados a estas comisiones, que corresponden al Crédito Sindicado.

- d) Que Enersis aporte a IDS el 0,68% (cero coma sesenta y ocho por ciento) del crédito que le adeuda CDS en virtud del Préstamo de los Accionistas que asciende a US\$ 92.234 (noventa y dos mil doscientos treinta y cuatro dólares estadounidenses) equivalentes a AR\$ 601.458 (seiscientos un mil cuatrocientos cincuenta y ocho pesos argentinos), previa condonación del 100% (cien por ciento) de los intereses financieros, resarcitorios y punitivos devengados y que corresponden al Préstamo de los Accionistas.
- e) Proponer en las instancias societarias correspondientes de sus filiales IDS y CDS la convocatoria y celebración de las asambleas extraordinarias de accionistas necesarias para aprobar los aumentos de capital que se requieran para llevar a efecto los actos y contratos indicados en las letras b), c) y d) anteriores.
- f) Aquellos otros aspectos de la operación descrita que la junta de accionistas estime del caso aprobar y que sean funcionales o accesorios a la operación y actos descritos en las letras anteriores.

2.- Reformar los estatutos de la Compañía, modificando al efecto los siguientes artículos:

- (1) modificación los artículos quinto permanente y segundo transitorio de los estatutos sociales con el objeto de dar cumplimiento al artículo 26 de la Ley de Sociedades Anónimas y la Circular N° 1370 de fecha 30 de enero de 1998 emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros, modificada por la Circular N° 1736 de fecha 15 de enero de 2005, para reconocer en el capital cambios producidos como consecuencia de los últimos aumentos de capital realizados en la Sociedad. En consecuencia, se requiere modificar el capital social aumentándolo en la cantidad de \$135.167.261.000 correspondiente al saldo de la cuenta de "Prima de Emisión," una vez descontada la suma correspondiente a la cuenta de "Costos de Emisión y Colocación de Acciones," incluida en Otras reservas, sin realizar ninguna distribución a los accionistas como dividendo. El capital de la Sociedad, luego del aumento ya indicado, quedaría en la suma de \$5.804.447.986.000, dividido en el mismo número de acciones en que actualmente se divide el capital social, esto es, 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, de una misma serie y sin valor nominal.
- (2) modificación del artículo Décimo Quinto, con el objeto de agregar que las sesiones extraordinarias de Directorio se efectuarán cuando las cite el Presidente o a petición de uno o más Directores, previa calificación que el Presidente haga de la necesidad de la reunión, salvo que esta sea solicitada por la mayoría absoluta de los directores, caso en el cual deberá necesariamente celebrarse la sesión sin calificación previa.
- (3) modificación del artículo Vigésimo Segundo para agregar que el diario en el que se efectuarán las convocatorias a Juntas será uno del domicilio social de la Compañía.
- (4) Modificación del artículo Vigésimo Sexto para precisar que el artículo precedente al que se hace referencia es el Vigésimo Quinto.
- (5) modificación del artículo Trigésimo Séptimo para actualizarlo según los términos de la Ley de Sociedades Anónimas, Reglamento

de Sociedades Anónimas y normativa complementaria.

(6) modificación del artículo Cuadragésimo Segundo para agregar que como requisito del árbitro que resolverá las diferencias que se produzcan entre los accionistas, entre estos y la Sociedad o sus administradores, deberá haberse desempeñado a lo menos tres años consecutivos como profesor de las cátedras de Derecho Económico o Comercial en las Facultades de derecho de las Universidades de Chile, Católica de Chile o Católica de Valparaíso.

(7) otorgamiento de un texto refundido de los estatutos sociales.

3.- Adoptar todos los acuerdos necesarios, conducentes y convenientes para el perfeccionamiento y materialización de las respectivas decisiones que adopte la Junta, incluyendo, pero no limitados, a establecer los términos de la compraventa de créditos entre Enersis S.A. y Endesa Latinoamérica S.A., el registro e inscripciones de la cesión que correspondan; facultar ampliamente al Directorio para adoptar cualquier acuerdo que se requiera para complementar o dar cumplimiento a lo que resuelva la Junta o para satisfacer cualquier exigencia legal, reglamentaria o administrativa o requerimiento de la Superintendencia de Valores y Seguros, de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América, del Servicio de Impuestos Internos o, del Banco Central de la República de Chile o de Argentina, o cualquier autoridad pública de dichos países, o en general, de cualquier otra autoridad pública competente, facultando al efecto al Gerente General, al Subgerente General y al Fiscal de la sociedad para que actuando individualmente uno cualquiera de ellos realicen todas las gestiones, actuaciones y actos jurídicos que resulten necesarios o convenientes para llevar a cabo lo señalado y para materializar las reformas estatutarias antes indicadas.

4.- Información sobre acuerdos correspondientes a operaciones con partes relacionadas regidas por el Título XVI de la Ley sobre Sociedades Anónimas, adoptados con posterioridad a la última junta ordinaria

de accionistas y otros acuerdos de directorio de preceptiva información.

Todas las proposiciones precedentemente indicadas no privan a la Junta de su plena competencia para, en su caso, acogerlas, rechazarlas, modificarlas o acordar algo distinto.

Los accionistas podrán obtener copia íntegra de los documentos que explican y fundamentan las materias que se someten al conocimiento y a la resolución de la Junta en el domicilio social, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Inversiones y Riesgos), Santiago de Chile, con al menos quince días de anticipación a la celebración de esta junta, Asimismo, aquéllos se encontrarán, en dicha oportunidad, a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de la Sociedad, Desde ya se encuentran a disposición de los señores accionistas en los lugares indicados y en relación a la Operación DockSud, copia de los informes emitidos por los evaluadores independientes IM Trust Asesorías Financieras S.A. y Itaú BBA de Banco Itaú Chile, del informe del Comité de Directores, de las declaraciones individuales de cada uno de los señores directores de Enersis S.A. y de la declaración colectiva del Directorio.

- Con fecha 8 de octubre de 2014, se adjuntó, en carácter de hecho esencial, copia de hecho relevante publicado en esa fecha por Endesa, S.A., matriz de Enersis S.A., domiciliada en España, que tiene relación con los hechos esenciales publicados previamente con fecha 11 y 17 de septiembre de 2014. El hecho relevante publicado, da cuenta de la aprobación de un nuevo dividendo extraordinario para los accionistas de Endesa S.A. y una nueva política de dividendos para el período 2014-2016.

- Con fecha 16 de octubre de 2014, se adjuntó, en carácter de hecho esencial, copia de hecho relevante publicado por Endesa, S.A., matriz de Enersis S.A., domiciliada en España, que tiene relación con los hechos esenciales publicados previamente con fecha 11 y 17 de septiembre y 8 de octubre de 2014. El hecho relevante publicado, da cuenta de información financiera consolidada pro-forma correspondiente al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014, junto con el Informe Especial

elaborado por Ernst & Young, lo que fue aprobado por el Consejo de Administración de Endesa, S.A. en sesión celebrada con fecha 16 de octubre de 2014.

- Con fecha 21 de octubre de 2014, se adjuntó, en carácter de hecho esencial, copia de hecho relevante publicado por Endesa, S.A., matriz de Enersis S.A., domiciliada en España, que tiene relación con los hechos esenciales publicados previamente con fecha 11 y 17 de septiembre, 8 y 21 de octubre de 2014. El hecho relevante publicado, da cuenta de los acuerdos aprobados por la Junta General Extraordinaria de Accionistas de Endesa, S.A. con fecha 21 de octubre de 2014, en la cual se aprobó, entre otros, la venta a Enel Energy Europe, Sociedad Limitada Unipersonal del 20,3% de las acciones de Enersis S.A. que son titularidad directa de Endesa, S.A. y el 100% de las acciones de Endesa Latinoamérica, S.A. (propietaria de un 40,32% de las acciones de Enersis S.A.) por un valor total de 8.252.9 millones de euros.
- Con fecha 23 de octubre de 2014, se informó en carácter de hecho esencial, y en relación con los hechos esenciales publicados previamente con fecha 11 y 17 de septiembre, 8 y 21 de octubre de 2014 que, con fecha 23 de octubre de 2014, Endesa, S.A. materializó la venta a Enel Energy Europe, S.R.L. de 9.967.630.058 acciones, equivalentes al 20,3% del capital social de Enersis S.A., que eran titularidad directa de Endesa, S.A. y el 100% de las acciones de Endesa Latinoamérica, S.A. (propietaria su vez de 19.794.583.473 acciones, equivalentes al 40,32% del capital social de Enersis S.A.). Dicha transferencia quedó registrada en esta misma fecha en el Registro de Accionistas de Enersis S.A.

Endesa, S.A. es controlada en un 92,063% por Enel Energy Europe S.R.L. Como consecuencia de la operación informada, Endesa Latinoamérica, S.A., pasa a ser controlada en un 100% por Enel Energy Europe S.R.L., Por su parte, Enel Energy Europe S.R.L. es controlada en un 100% por su matriz Enel SpA, sociedad italiana listada en la bolsa de valores de Milán.

En consecuencia, y conforme a los traspasos de acciones anteriormente indicados, Enel SpA se mantiene como controlador final de Enersis S.A., y, en lo sucesivo, dicho control será ejercido a través de Enel Energy Europe S.R.L., en reemplazo de Endesa, S.A., con un 20,3% de las acciones emitidas por Enersis S.A. y a través

de Endesa Latinoamérica, S.A., con un 40,32% de las acciones emitidas por Enersis S.A. Se adjunta estructura explicativa del control sobre Enersis S.A.

- Con fecha 27 de octubre de 2014, se informó en carácter de hecho esencial que nuestra filial argentina, Endesa Costanera S.A. (en la que Enersis tiene una participación económica indirecta de 45,39%), acordó en el día 27 de octubre de 2014, con Mitsubishi Corporation, la refinanciación de la deuda que mantiene con esa empresa, en condiciones beneficiosas para dicha filial, lo que contribuye a la recomposición de su situación patrimonial.

Entre las principales condiciones de la restructuración, se destacan: la condonación de los intereses devengados y acumulados al 30/09/14 por US\$ 66.061.897,09; la reprogramación de los vencimientos del capital de US\$ 120.605.058,33 por un plazo de 18 años, con un período de gracia de 12 meses, debiendo cancelarse totalmente antes del 15/12/2032; un pago mínimo anual de US\$ 3.000.000 en concepto de capital, en cuotas trimestrales; y una tasa de interés del 0,25% anual; manteniéndose la prenda de los activos y fijándose restricciones al pago de dividendos. La condición precedente para la efectividad del acuerdo firmado es que Endesa Costanera S.A. efectúe un pago de US\$ 5.000.000 de la deuda vencida, dentro de los próximos 15 días hábiles.

Los efectos financieros estimados como consecuencia de la restructuración de este pasivo de Endesa Costanera S.A. sobre los resultados de Enersis S.A. como sociedad dominante, corresponden a una ganancia de aproximadamente US\$ 62 millones (Ch\$36.000 millones) y a una reducción de deuda financiera en los estados financieros consolidados de aproximadamente US\$ 138 millones (Ch\$ 80.000 millones).

- Con fecha 28 de octubre de 2014 se informó en carácter de hecho esencial que, en sesión de Directorio celebrada con fecha 28 de octubre de 2014, el Presidente del Directorio y de la Sociedad, don Pablo Yrarrázaval Valdés, ha resuelto dejar su cargo y el de miembro del Directorio. En una próxima sesión de Directorio, se procederá a designar al Presidente del Directorio y, en el intertanto, y de conformidad con lo previsto en los estatutos sociales de Enersis S.A.

actuará como Presidente don Borja Prado Eulate, actual Vicepresidente del Directorio.

El Directorio agradeció muy especialmente los servicios prestados por don Pablo Yrarrázaval a la Sociedad, quien durante más de doce años desempeñó en forma muy destacada el cargo de Presidente de Enersis S.A. y que durante este tiempo manifestó un apoyo constante al equipo de la Compañía.

- Con fecha 28 de octubre de 2014 se informó, en carácter de hecho esencial, lo siguiente:
- Con fecha 29 de septiembre de 2014 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.780, que introduce modificaciones al sistema de impuesto a la renta y otros tributos. La mencionada ley establece la sustitución del sistema actual, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el de renta atribuida y el parcialmente integrado, Junto con lo anterior establece, a contar de 2014, un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría, la que llegará hasta un 27%, en el evento que se opte por el sistema parcialmente integrado.

En caso que se opte por el sistema de renta atribuida la tasa máxima de dicho impuesto llegará a 25%, La misma ley establece que a las sociedades anónimas se le aplicará por defecto el sistema parcialmente integrado, a menos que una futura junta de accionistas acuerde optar por el sistema de renta atribuida.

Con fecha 17 de octubre de 2014, la Superintendencia de Valores y Seguros publicó el Oficio Circular N°856, mediante la cual se estableció que no obstante lo dispuesto en las Normas Internacionales de Contabilización, las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780, deberán contabilizarse en el ejercicio respectivo contra patrimonio.

Enersis S.A. ha procedido a efectuar una estimación del impacto en sus Estados Financieros derivado de la aplicación de dicha ley, asumiendo la aplicación del sistema parcialmente integrado, atendido a que opera por defecto.

Para efectos locales, y atendiendo la publicación del Oficio Circular N°856 antes citado, las diferencias estimadas en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría, resultan en un cargo neto en el patrimonio por CH\$ 62.000 millones (US\$103 millones), disminuyendo el patrimonio de la sociedad dominante en Ch\$ 39.500 millones (US\$ 66 millones aprox.), y que ha sido incluido en sus Estados Financieros del 30 de Septiembre del ejercicio en curso.

Para efectos internacionales, Enersis S.A. cotizada en la Bolsa de Nueva York y en el Latibex, publicará sus Estados Financieros anuales preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), El impacto mencionado de la nueva Ley N° 20,780 en sus Estados Financieros a Diciembre de 2014, resultarán en un cargo neto en el impuesto a las ganancias y, por tanto, en una disminución de las ganancias de la sociedad dominante.

- Con fecha 4 de noviembre de 2014 se informó en carácter de hecho esencial que, en sesión de Directorio celebrada con esta fecha, el Directorio de la Sociedad ha nombrado como Presidente del Directorio y de la Sociedad, a don Jorge Rosenblut, en sustitución de don Pablo Yrarrázaval, quien renunció a su cargo el pasado 28 de octubre.

Asimismo, el Directorio tomó conocimiento que el pasado 30 de octubre don Leonidas Vial Echeverría renunció a su cargo de Director y miembro del Comité de Directores, Con fecha de hoy el Directorio de Enersis designó en su reemplazo a la señora Carolina Schmidt Zaldívar, quien asumió a partir de esta fecha como Directora Independiente y miembro del Comité de Directores, En la misma sesión de Directorio celebrada con fecha de hoy, el Director Luigi Ferraris renunció con efecto inmediato a su cargo como Director de Enersis, y en su reemplazo, el Directorio designó al señor Alberto de Paoli.

En consecuencia, el Directorio de la Compañía y el Comité de Directores quedan conformados de la siguiente manera:

Directorio:

Jorge Rosenblut Presidente
Borja Prado Eulate Vicepresidente
Andrea Brentan
Alberto de Paoli
Hernán Somerville Senn
Carolina Schmidt Zaldívar
Rafael Fernández Morandé

Comité de Directores:

Hernán Somerville Senn Presidente y Experto Financiero
Carolina Schmidt Zaldívar
Rafael Fernández Morandé

También con fecha 4 de noviembre de 2014, el Directorio recibió la renuncia al cargo de Gerente General presentada por don Ignacio Antoñanzas Alvear y procedió a la designación de don Luigi Ferraris como Gerente General de Enersis S.A., todo ello con efecto a contar del próximo 12 de noviembre de 2014.

El Directorio manifestó sus agradecimientos al señor Ignacio Antoñanzas Alvear por la exitosa gestión desarrollada a cargo de Enersis S.A., lo que permitió alcanzar a la Compañía la sólida posición de liderazgo y financiera que hoy ostenta, situándola como una de las principales sociedades anónimas de Chile y de América Latina y convirtiéndola en la plataforma de crecimiento del Grupo Enel.

- Con fecha 25 de noviembre de 2014, se informó en carácter de hecho esencial que, en relación con los hechos esenciales de fecha 2, 6 y 8 de octubre de 2014, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. aprobó la Operación consistente en la compraventa por parte de Enersis S.A. de créditos de los cuales es propietaria Endesa Latinoamérica, S.A. contra Central Dock Sud S.A. (CDS) a un valor de US\$ 29 millones y la posterior pesificación, y condonación de intereses y aportación del remanente de dichos créditos por Enersis S.A al capital de Inversora Dock Sud (IDS) y, posteriormente, al de CDS, a su valor facial y en condiciones análogas por los restantes accionistas, recibiendo a cambio acciones emitidas por IDS y CDS, respectivamente, en proporción a la aportación de créditos realizada, y en el caso de Enersis, parcialmente amortizados en efectivo, así como las eventuales reducciones de capital en tales filiales argentinas,

todo lo cual constituye una Operación con partes relacionadas (la "Operación").

La Operación, además de restablecer el patrimonio de la filial CDS, permite mantener las actuales participaciones aproximadas de los accionistas en dicha sociedad: Enersis (40%), YPF (40%) y Pan American Energy (20%).

Próximamente y dentro de los plazos acordados con los demás accionistas de Central Dock Sud S.A. , se procederá a la materialización de los actos necesarios para llevar a efecto la Operación, Durante los primeros días del mes de diciembre se estará en capacidad de informar los efectos financieros de la Operación para la Sociedad.

- Con fecha 25 de noviembre de 2014, se informó con carácter de hecho esencial que, en su sesión celebrada ese día, el Directorio de Enersis S.A., acordó, por la unanimidad de sus miembros, repartir con fecha 30 de enero de 2015, un dividendo provisorio de \$ 0,83148 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2014, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30,09,2014, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente en la materia.

Igualmente, de acuerdo a lo dispuesto por esa Superintendencia en Circular N° 660/86, se envió Formulario N° 1 que da cuenta de la información relativa al dividendo provisorio acordado, cuya distribución y pago ha sido acordada por el Directorio de Enersis S.A., en su sesión celebrada el día 25 de noviembre de 2014.

- Con fecha 25 de noviembre de 2014, se informó en carácter de hecho esencial, que en sesión de esta fecha el Directorio de la Compañía aprobó una fusión por absorción de su filial Inmobiliaria Manso de Velasco Limitada (IMV) por su filial ICT Servicios Informáticos Limitada (ICT), de tal manera que la primera se extingue, subsistiendo esta última, ICT sucederá en todos sus derechos y obligaciones a IMV, incorporando a su patrimonio la totalidad del patrimonio de la sociedad absorbida.

IMV es filial en un 99,99997% de Enersis S.A., siendo la participación minoritaria restante de 0,00003% de propiedad de ICT (sociedad absorbente en la operación),

Por su parte, ICT es filial en un 99% de Enersis S.A., siendo la participación minoritaria restante de un 1% de propiedad de Chilectra S.A., también filial de Enersis S.A.

Considerando que Enersis S.A. ya controla, filializa y consolida ambas sociedades, esta operación no modifica los valores de los activos y pasivos de la sociedad absorbente en los Estados Financieros Consolidados de Enersis.

- Con fecha 30 de diciembre de 2014, se informó con carácter de hecho esencial que en esa fecha, la filial de Enersis S.A. Inmobiliaria Manso de Velasco Limitada suscribió un contrato de compraventa de acciones con la sociedad denominada Rentas Inmobiliaria GN S.A.

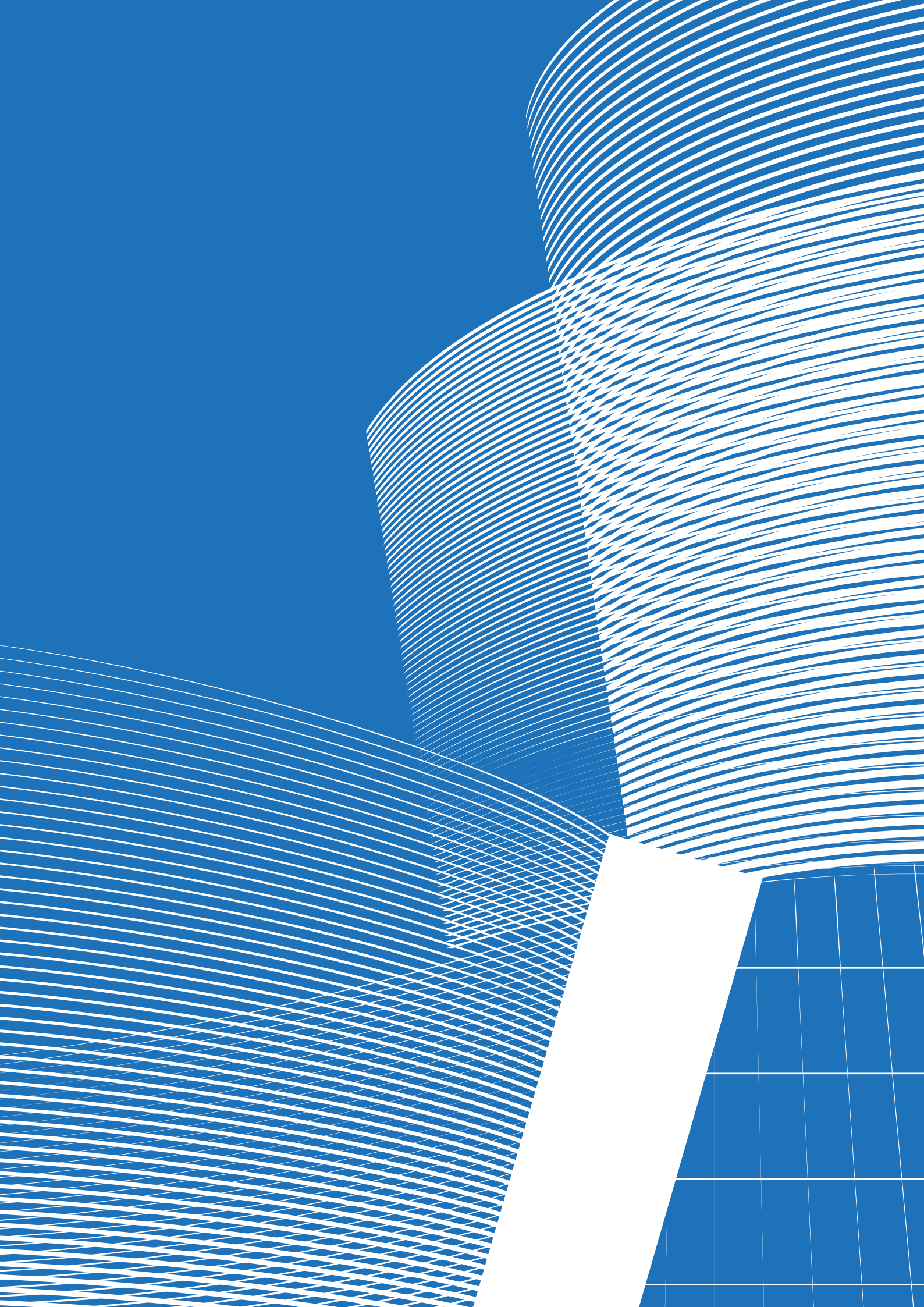
para la venta de la totalidad de las participaciones sociales que dicha filial tiene directa e indirectamente en las compañías Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A. y Aguas Santiago Poniente S.A. que conforman el proyecto inmobiliario ENEA. El precio de venta de las referidas participaciones sociales fue de M\$ 57.173.143,- pesos chilenos moneda de curso legal (equivalentes a aprox. US\$ 94MM al tipo de cambio de 30 de diciembre), monto que se pagó al contado con esta misma fecha.

Los efectos estimados en Enersis, como sociedad dominante, corresponden a una ganancia aproximada de M\$ 18.666.045 pesos chilenos moneda de curso legal (equivalentes a aprox. US\$ 31MM al tipo de cambio de 30 de diciembre).





Identificación de las Compañías Subsidiarias y Asociadas





AGRÍCOLA DE CAMEROS

Razón social

Sociedad Agrícola de Cameros Limitada

Tipo de sociedad

Sociedad Responsabilidad Limitada

RUT

77.047.280-6

Dirección

Camino Polpaico a Til-Til, S/N
Til-Til, Chile

Teléfono

(56 2) 2378 4700

Capital suscrito y pagado (M\$)

5.738.046

Objeto social

La sociedad tiene por objeto la explotación de predios agrícolas.

Actividades que desarrolla

Agrícola e Inmobiliaria.

Administración

Estatutos sociales contemplan Directorio:

Directores titulares

Andrés Jaime Salas Estrades
Francisco Silva Bafalluy
Hugo Ayala Espinoza
María Cristina Auad Faccuse
Cristián Guadi Imbarack Dagach

Directores suplentes

Solange Zincke Cavalieri
Ingrid Morales Ávila
Hans Knoop Frick
Jorge Geldres Reyes
Andrés Garib Auad

Principales ejecutivos

Hugo Ayala Espinoza
Gerente General

Relaciones comerciales

Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento, Precio: Cantidad de UF por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

57,50% - Sin variación.

AMPLA ENERGÍA

Razón social

Ampla Energia e Serviços S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Abierta

Dirección

Praça Leoni Ramos, N° 01, São Domingos, Niteroi
Río de Janeiro, Brasil

Teléfono

(55 21) 2613 7000

Capital suscrito y pagado (M\$)

232.659.757

Objeto social

Estudiar, planear, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión,

transformación, distribución y comercio de energía eléctrica, así como prestar servicios correlatos que hayan sido o que puedan ser concedidos; realizar investigaciones en el sector energético; participar de otras sociedades del sector energético como accionista, incluso en el ámbito de programas de privatización en Brasil.

Actividades que desarrolla

Distribución de energía eléctrica.

Directorio

Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
Antonio Basilio Pires e Albuquerque (Vicepresidente)
Marcelo Llévenes
Luis F. Larumbe
José Távora Batista
José Alves de Mello Franco
Otacilo de Souza Junior

Principales ejecutivos

Abel Alves Rochinha – Gerente General
Bruno Golebiovsky
Claudio Manuel Rivera Moya
Olga Jovanna Carranza Salazar
Teobaldo José Cavalcante Leal
Luis Fermin Larumbe Aragon
Carlos Ewandro Naegele Moreira
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
José Alves de Mello Franco
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

92,03 %

Proporción sobre Activo de Enersis

1,94%

AYSÉN ENERGÍA

Razón social

Aysén Energía S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima cerrada.

RUT

76.091.595-5

Dirección

Miraflores 383, Of. 1302
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2713 5000

Capital suscrito y pagado (M\$)

4.900

Objeto social

Cumplir lo ordenado por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia en resuelto primero de la Resolución N° 30 de 26 mayo 2009; dar cumplimiento al compromiso asumido por HidroAysén S.A. con la comunidad de la XI Región de Aysén, en el marco del desarrollo Proyecto Hidroeléctrico Aysén, para proveer a esa región de una oferta de energía eléctrica de menor costo que la actual, a través del desarrollo,

financiamiento, propiedad y explotación de proyectos de generación y de transmisión de energía eléctrica en dicha región. Para el cumplimiento de lo anterior, la sociedad podrá desarrollar, entre otras, las siguientes actividades: a) la producción de energía eléctrica mediante cualquier medio de generación, su suministro y comercialización, b) el transporte de energía eléctrica, c) la prestación de servicios relacionados con su Objeto Social, d) solicitar, obtener o adquirir y gozar las concesiones, derechos y permisos que se requieran.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica (proyecto)

Directores titulares

Carlo Carvallo Artigas
Bernardo Larrain Matte
Luis Ignacio Quiñones Sotomayor
Juan Eduardo Vasquez
Ramiro Alfonsín Balza
Luis Felipe Gazitúa Achondo

Directores suplentes

Claudio Helfmann Soto
Eduardo Lauer Rodríguez
Bernardo Canales Fuenzalida
Sebastián Moraga Zúñiga
Rodrigo Pérez Stieповic
Rodrigo Paredes Barria

Principales ejecutivos

Camilo Charme Ackerman
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

30,59%

AYSÉN TRANSMISIÓN

Razón social

Aysén Transmisión S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima cerrada inscrita en el Registro de Valores de la SVS

RUT

76.041.891-9

Dirección

Miraflores 383, Of. 1302
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2713 5000

Capital suscrito y pagado (M\$)

22.368

Objeto social

Desarrollar, y alternativa o adicionalmente administrar, los sistemas de transmisión eléctrica que requiera el proyecto de generación hidroeléctrica que HidroAysén planifica construir en la Región de Aysén. Para el cumplimiento de su objeto, forman parte de su giro las siguientes actividades: a) el diseño, desarrollo, construcción, operación, propiedad, mantenimiento y explotación de sistemas de transmisión eléctrica, b) el transporte de energía eléctrica, y c) la prestación de servicios relacionados con su Objeto Social.

Actividades que desarrolla

Transmisión eléctrica

Directores titulares

Carlo Carvallo Artigas
Bernardo Larrain Matte
Ignacio Quiñones Sotomayor
Juan Eduardo Vasquez
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Ramiro Alfonsín Balza

Directores suplentes

Claudio Helfmann Soto
Eduardo Lauer Rodríguez
Bernardo Canales Fuenzalida
Sebastián Moraga Zúñiga
Rodrigo Pérez Stiepovic
Rodrigo Paredes Barría

Principales ejecutivos

Camilo Charme Ackerman
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

30,59% - Sin variación.

CELTA

Razón social

Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

96.770.940-9

Dirección

Santa Rosa 76
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)

331.770.543

Objeto social

Explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, tanto nacional como internacional, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y mercedes respectivas. Además tendrá por objeto la compra y venta de gas natural, gas licuado natural y petróleo diesel; promover y desarrollar proyectos de energía renovable, identificar y desarrollar Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) y actuar como depositaria y comercializadora de los Certificados de Reducción de Emisiones que se obtengan de dichos proyectos. Además la sociedad realizará o participará en toda clase de inversiones, en especial, relacionadas con el negocio eléctrico, especialmente, podrá efectuar, mantener y administrar las inversiones en proyectos energéticos vinculados a las sociedades Gasoducto Atacama Compañía Limitada, Gasoducto Cuencanoroeste Limitada y Nor Oeste Pacífico Generación de Energía Limitada; así como en Administradora Proyecto Atacama S.A. o en sus sucesoras legales, Igualmente el objeto de la sociedad abarcará el arriendo, la

adquisición, venta, administración y explotación por cuenta propia o ajena, de toda clase de bienes muebles, inmuebles, valores mobiliarios, y demás efectos de comercio, efectuar estudios y asesorías, prestar toda clase de servicios, incluyendo servicios de ingeniería, de inspección de obras, de inspección y recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de peritaje, de gestión de empresas en sus diversos campos, de asesoría ambiental, incluyendo la realización de estudios de impacto ambiental, en general de servicios de consultoría en toda sus especialidades. Asimismo, tendrá por objeto la captación, extracción, tratamiento, desanilización, transporte, distribución, comercialización, entrega y suministro de agua de mar en todas sus formas, ya sea en estado natural, potable, desanilizada o con cualquier otro tratamiento, sea por cuenta propia o ajena.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Directorio

Pedro de la Sotta Sánchez
Rodrigo Paredes Barría
Humberto Espejo Paluz

Principales ejecutivos

Valter Moro (Interino)
Gerente General

Relaciones comerciales

(i) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento. Precio: Cantidad de UF por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.
(ii) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis de Comunicación, Servicios Globales Administración de Recursos Humanos y Gestión de Patrimonio. Precio: cantidad mensual reflejada en UF.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

61,49%

Proporción sobre Activo de Enersis

0,17%

CENTRAIS ELÉTRICAS CACHOEIRA DOURADA S.A.

Razón social

Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección

Rodovia GO 206, Km 0, Cachoeira Dourada
Goiania
Goιάs, Brasil

Teléfono

(55 62) 3434 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)

11.530.538

Objeto social

La sociedad tiene como objeto social la realización de estudios, planeamiento, construcción, instalación, operación y explotación

de centrales generadoras de energía eléctrica y el comercio relacionado con estas actividades. Asimismo, la sociedad puede promover o participar de otras sociedades constituidas para producir energía eléctrica, dentro o fuera del Estado de Goiás.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica

Directorio

Marcelo Llêvenes Rebolledo
Julia Freitas de Alcantara Nunes
Paulo Valle Fróes da Cruz Junior

Principales ejecutivos

Michele Siciliano - Gerente General
Paulo Valle Fróes Da Cruz Junior
Matteo de Zan
Luis Fermin Larumbe Aragon
Nelson Ribas Visconti
Janaina Savino Vilella Carro
Carlos Ewandro Naegle Moreira
Ana Cláudia Goncalves Rebello
José Nunes de Almeida Neto
José Alves de Mello Franco
Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

84,17%

CENTRAL DOCK SUD S.A.

Razón social

Central Dock Sud S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

Avenida Debenedetti 1636
Dock Sud Avellaneda

Teléfono

4229-1000

Capital suscrito y pagado (M\$)

60.331.799

Objeto social

La sociedad tiene por objeto la generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque. Podrá realizar todas aquellas actividades complementarias y subsidiarias que se vinculen con el objeto social, teniendo, para ello, plena capacidad jurídica para adquirir derechos y contraer obligaciones y ejercer todos los actos que no le sean prohibidos por las leyes, estos Estatutos, el Pliego del Concurso Público Internacional para la Venta de las Acciones de Central Dock Sud S.A., así como toda norma que le sea expresamente aplicable.

Actividades que desarrolla

Generación de Energía Eléctrica

Directores titulares

Héctor Martín Mandarano
Alejandro Héctor Fernández
Gaetano Salierno
Roberto José Fagan
Mauricio Bezzeccheri

Pablo Vera Pinto
Gerardo Zmijak
Rodolfo Eduardo Berisso
Paula María García Kedinger

Directores suplentes

Fernando Claudio Antognazza
María Inés Justo Borgia
Nicolás Turtutiello
Jorge Peña
Alfredo Aguilar
Raúl Ángel Rodríguez
Julián Matías Ferreiro
Daniel Gustavo Ciaffone

Principales ejecutivos

Daniel Garrido
Gerente General
Miguel Fernández Moores
Gerente Finanzas
Santiago Sajaroff
Gerente Comercial
Oscar Rigueiro
Gerente Explotación
Graciela Babini
Gerente Planificación y Control

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
40,25%

CENTRAL GERADORA TERMELÉCTRICA FORTALEZA S.A.

Razón social

Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima de Capital Cerrado

Dirección

Rodovia 422, Km 1 s/n, Complejo Industrial e
Portuário de Pecém Caucaia
Ceará, Brasil

Teléfono

(55 85) 3464-4100

Capital suscrito y pagado (M\$)

27.228.866

Objeto social

Estudiar, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que le sean concedidos, permitidos o autorizados por cualquier título de derecho, bien como el ejercicio de otras actividades relacionados a las actividades arriba mencionadas; la adquisición, la obtención y la exploración de cualesquier derecho, concesiones y privilegios relacionados a las actividades arriba referidas, así como la práctica de todos los demás actos y negocios necesarios a la consecución de su objetivo; y la participación en el capital social de otras compañías o sociedades, como accionista, socia o en cuenta de participación, cualesquiera que sean sus objetivos.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Directorio

Marcelo Andrés Llévènes Rebolledo
Marcelo Falcucci
Julia Freitas de Alcantara Nunes

Principales ejecutivos

Michele Siciliano - Gerente General
Marcelo Falcucci
Cláudia Maria Suanno
Luis Fermin Larumbe Aragon
Claudio César Weyne da Cunha
Janaina Savino Vilella Carro
Raimundo Câmara Filho
Ana Cláudia Goncalves Rebello
José Nunes de Almeida Neto
José Alves de Mello Franco
Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
84,38%

CENTRAL VUELTA OBLIGADO

Razón social

Central Vuelta Obligado S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

Av. Thomas Edison 2701
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(5411) 5533 0200

Capital suscrito y pagado (M\$)

27.407

Objeto social

Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque, y particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica denominada Vuelta de Obligado en cumplimiento del "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos. Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011" suscrito el 25 de noviembre de 2010 entre el Estado Nacional y las empresas generadoras firmantes.

Actividades que desarrolla

Construcción de una central termoeléctrica denominada Central Vuelta de Obligado.

Directores titulares

José María Vázquez (Presidente)
Claudio Majul (Vicepresidente)
Roberto José Fagan
Fernando Claudio Antognazza

Directores suplentes

Leonardo Marinaro
Juan Carlos Blanco
Daniel Garrido
Adrian Salvatore

Principales ejecutivos

Leonardo Katz
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
16,18%

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN

Razón social

Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada constituida en la ciudad de Santiago, Chile, inscrita en el Registro de Valores de la SVS

RUT

76.652.400-1

Dirección

En Santiago, Chile, calle Miraflores 383,
oficina 1302.

En Coyhaique, Chile, calle Baquedano 260.

En Cochrane, Chile, calle Teniente Merino 324.

Teléfono

(562) 2713 5000

Capital suscrito y pagado (M\$)

180.445.662

Objeto social

El desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la Décimo Primera Región de Aysén, de capacidad estimada 2,750 MW mediante cinco centrales hidroeléctricas, el cual se denomina "Proyecto Aysén". Para el cumplimiento de su objeto, forman parte de su giro las siguientes actividades: a) la producción y transporte de energía eléctrica; b) el suministro y comercialización de energía eléctrica a sus accionistas; y c) la administración, operación y mantenimiento de obras hidráulicas, sistemas eléctricos y centrales generadoras de energía hidroeléctrica.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica (proyecto).

Directores titulares

Carlo Carvallo Artigas
Bernardo Larraín Matte
Luis Ignacio Quiñones Sotomayor
Juan Eduardo Vasquez
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Ramiro Alfonsín Balza

Directores suplentes

Bernardo Canales Fuenzalida
Eduardo Lauer Rodríguez
Claudio Helfmann Soto
Rodrigo Pérez Stieповic
Sebastián Moraga Zúñiga
Rodrigo Paredes Barría

Principales ejecutivos

Camilo Charme Ackerman
Gerente General

Relaciones Comerciales

La empresa no tiene relaciones comerciales con Enersis

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

30,59%

CIEN - Compañía de Interconexión Energética S.A.

Razón social

CIEN - Compañía de Interconexión Energética S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección

Praça Leoni Ramos, N° 1, piso 6, Bloco 2, São Domingos, Niterói
Río de Janeiro, Brasil

Teléfono

(55 21) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M\$)

51.083.711

Objeto social

La actuación en producción, industrialización, distribución y comercialización de energía eléctrica, inclusive en las actividades de importación y exportación. Para la realización de su objeto, la compañía promoverá el estudio, planificación y construcción de las instalaciones relativas a los sistemas de producción, transmisión, conversión y distribución de energía eléctrica, realizando y captando las inversiones necesarias para el desarrollo de las obras que venga a realizar y prestando servicios. Asimismo, podrá la compañía promover la implementación de proyectos asociados, bien como la realización de actividades inherentes, accesorias o complementaria a los servicios y trabajos que viniere a prestar. Para la consecución de sus fines, la compañía podrá participar en otras sociedades.

Actividades que desarrolla

Transporte de energía eléctrica.

Directorio

Marcelo Andrés Llévdenes Rebolledo
Cristine de Magalhães Marcondes
Claudio Manuel Rivera Moya

Principales ejecutivos

Abel Alves Rochinha - Gerente General
Claudio Manuel Rivera Moya
Luis Fermin Larumbe Aragon
Andre Oswaldo dos Santos
José Alves de Mello Franco
Deborah Meirelles Rosa Brasil
Carlos Ewandro Naegele Moreira
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

84,38%

CHILECTRA

Razón social

Chilectra S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Abierta

RUT

96.800.570-7

Dirección

Santa Rosa 76, piso 8.
Santiago, Chile

Teléfono

(56 2) 2675 2000

Capital suscrito y pagado (M\$)

367.928.682

Objeto social

Explotar en el país o en el extranjero, la distribución y venta de energía eléctrica, hidráulica, térmica, calórica o de cualquier naturaleza, así como la distribución, transporte y venta de combustibles de cualquier clase, suministrando dicha energía o combustibles al mayor número de consumidores en forma directa o por intermedio de otras empresas.

Actividades que desarrolla

Distribución de energía eléctrica.

Directorio

Livio Gallo (Presidente)
Marcelo Llévdenes Rebolledo (Vicepresidente)
Iris Boeninger von Kretschmann
Gianluca Caccialupi
Vincenzo Ranieri
Hernán Felipe Errázuriz Correa

Principales ejecutivos

Andreas Gebhardt Strobel
Gerente General
Simone Tripepi
Ramón Castañeda Ponce
Gonzalo Vial Vial
Daniel Gómez Sagner
Andrea Pino Rodríguez
Francisco Miqueles Ruiz
Andrés González Cerruti

Relaciones comerciales

- (i) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Servicio Integral de Aprovisionamiento, Gestión de Compras de Materiales, Contratación de Obras y Servicios y Consultorías, Recepción, Almacenaje y Suministro de de Materiales Recurrentes y No recurrentes, agente de Ventas. Precio: Markup sobre el precio medio de los materiales consumidos.
- (ii) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Administración financiera, servicios gerenciales y corporativos, Precio: cantidad mensual fijada en unidades de fomento.
- (iii) Contrato de utilización Estadio Lo Sáez ubicado en calle Carlos Medina 858, comuna de Independencia, Precio: Cantidad mensual fijada en unidades de fomento por trabajador de Chilectra.
- (iv) Cuentas corrientes mercantiles
- (v) Contrato de prestación de servicios de administración por parte de Enersis. Precio: cantidad mensual reflejada en UF.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

99,09% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis

6,82%

CHILECTRA INVERSUD

Razón social

Chilectra Inversud S.A.

RUT

99.573.910-0

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

Santa Rosa 76, piso 8
Santiago, Chile

Teléfono

(56 2) 2675 2000

Capital suscrito y pagado (M\$)

265.306.227

Objeto social

Explotar en el extranjero, por cuenta propia o a través de terceros los negocios de la distribución y venta de energía eléctrica. Asimismo, podrá realizar inversiones en empresas extranjeras, como también efectuar toda clase de inversiones en toda clase de instrumentos mercantiles como bonos, debentures, títulos, crédito, valores mobiliarios negociables u otros documentos financieros o comerciales, todo ello, con miras a la percepción de sus frutos naturales y civiles. Para lo anterior, podrá constituir, modificar, disolver y liquidar sociedades en el extranjero, pudiendo asimismo desarrollar todas las demás actividades que sean complementarias y/o relacionadas con los giros anteriores.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Directorio

Ramón Castañeda Ponce
Francisco Miqueles Ruiz
Gonzalo Vial Vial

Principales ejecutivos

Francisco Miqueles Ruiz
Gerente General

Relaciones comerciales

Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento. Precio: Cantidad de UF por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

99,09% - Sin variación.

CHINANGO

Razón social

Chinango S.A.C.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima cerrada

Dirección

Avda, Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4,
piso 7, San Isidro
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M\$)

55.515.483

Objeto social

Generación, comercialización y transmisión de

energía eléctrica, pudiendo realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que la ley peruana permita a tales efectos.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Gerente General

Edegel S.A.A., representado por Julián Cabello Yong
Francisco Pérez Thoden Van Velzen

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

46,88% (sin variación)

CHOCÓN

Razón social

Hidroeléctrica El Chocón S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Avda, España 3301
Buenos Aires, Argentina

Capital suscrito y pagado (M\$)

16.366.313

Objeto social

Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Directores titulares

Mauricio Bezzeccheri (Presidente)
Gaetano Salierno (Vicepresidente)
Daniel Martini
Fernando Antognazza
Ramiro Alfonsín Balza
Alex Daniel Horacio Valdez
Juan Carlos Nayar
Alberto Eduardo Mousist

Directores suplentes

María Inés Justo
Rodolfo Bettinsoli
María Victoria Ramírez
Sebastian Eduardo Guasco
Fernando Carlos Luis Boggini
Gustavo Alejandro Nagel
Sergio Maschio

Principales ejecutivos

Nestor Srebernic
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

39,21% - Sin variación.

CODENSA

Razón social

Codensa S.A. E.S.P.
NIT: 830.037248-0

Tipo de sociedad

Sociedad anónima de carácter privado – Empresa de servicios públicos domiciliarios

Dirección

Carrera 13 A #93-66
Bogotá, Colombia

Teléfono

(57 1) 601 6060

Capital suscrito y pagado (M\$)

2.953.410

Objeto social

La sociedad tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes. La sociedad podrá además ejecutar otras actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general, gestionar y operar otras empresas de servicios públicos, celebrar y ejecutar contratos especiales de gestión con otras empresas de servicios públicos y vender o prestar bienes o servicios a otros agentes económicos dentro y fuera del país relacionado con los servicios públicos. Podrá además participar como socia o accionista en otra empresas de servicios públicos, directamente, o asociándose con otras personas, o formando consorcio con ellas.

Actividades que desarrolla

Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares

José Antonio Vargas Lleras
Lucio Rubio Díaz
David Felipe Acosta
Ricardo Roa Barragan
Ricardo Bonilla Gonzalez
Helga María Rivas
Orlando José Cabrales Martínez

Directores suplentes

Carlos Mario Restrepo
Leonardo López Vergara
Ernesto Moreno Restrepo
Álvaro Torres Macías
José Alejandro Herrera Lozano
Vicente Noero Arango

Principales ejecutivos

David Felipe Acosta Correa
Gerente General
Andrés Caldas Rico
Gerente Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
Carlos Mario Restrepo
Gerente de Market
David Felipe Acosta
Gerente de Infrastructure & Networks
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Gerente Administración, Finanzas y Control
María Celina Restrepo Santamaría
Gerente de Comunicación
Rafael Carbonell Blanco
Gerente de Recursos Humanos y Organización
Diana Marcela Jiménez
Gerente de Regulación, Medio Ambiente y Relaciones Institucionales
Raffaele Cutrignelli

Gerente de Auditoría

Giorgio De Champdore
Gerente de Aprovisionamientos
Ana Patricia Delgado Meza
Gerente de Sistemas y Telecomunicaciones ICT
Ana Lucia Moreno Moreno
Gerente de Servicios Generales y Patrimonio
Robert Camilo Torres Vega
Gerente de Salud y Seguridad Laboral
Juan Manuel Pardo Gómez
Gerente de Planificación y Control
Leonardo López Vergara
Gerente de
Administración y Finanzas y Relaciones con Inversores
Carlos Eduardo Ruiz Diaz
Gerencia Asesoría Fiscal

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

48,39%

Proporción sobre Activo de Enersis

11,12%

COELCE

Razón social

Companhia Energética do Ceará

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Abierta

Dirección

Rua Padre Valdevino, 150 - Centro
Fortaleza, Ceará, Brasil

Teléfono

(55 85) 3453-4082

Capital suscrito y pagado (M\$)

79.381.838

Objeto social

La producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, ejecución de servicios correlacionados que les sean concedidos o autorizados y el desarrollo de actividades asociadas a los servicios, bien como la celebración de actos de comercio relativos a esas actividades. Asimismo, podrá llevar a cabo la realización de estudios, planeamientos, proyectos, construcción y operación de sistemas de producción, transformación, transporte y almacenamiento, distribución y comercio de energía de cualquier origen o naturaleza, en la forma de concesión, autorización y permisos que les fueron otorgados con jurisdicción en el área territorial del Estado de Ceará, y otras áreas definidas por el Poder Concedente. También podrá realizar estudios, proyectos y ejecución de planos y programas de investigación y desarrollo de nuevas fuentes de energía, en especial las renovables y el estudio, la elaboración y ejecución, en el sector de energía, de planos y programas de desarrollo económico y social en regiones de interés de la comunidad y de la compañía.

Actividad que desarrolla

Distribución y venta de energía eléctrica y servicios afines en el Estado de Ceará, Brasil

Directores titulares

Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
 Marcelo Llévanes Rebolledo (Vicepresidente)
 Claudio Manuel Rivera Moya
 Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
 José Alves de Mello Franco
 Gianluca Caccialupi
 Jorge Parente Frota Júnior
 Francisco Honório Pinheiro Alves
 João Francisco Landim Tavares
 Fernando Augusto Macedo de Melo
 Luis Fermin Larumbe Aragón

Directores suplentes

Olga Jovanna Carranza Salazar
 José Nunes de Almeida Neto
 Maria Eduarda Fisher Alcure
 Bruno Golebioviski
 Teobaldo José Cavalcante Leal
 José Távora Batista
 Carlos Ewandro Naegele Moreira
 Marcia Massotti de Carvalho
 Robson Figueiredo de Oliveira
 Nelson Ribas Visconti
 Vládía Viana Regis

Principales ejecutivos

Abel Alves Rochinha
 Gerente General
 José Távora Batista
 Claudio Manuel Rivaler Moya
 Olga Jovanna Carranza Salazar
 Teobaldo José Cavalcante Leal
 Luis Fermin Larumbe Aragón
 Carlos Ewandro Naegele Moreira
 José Nunes de Almeida Neto
 Janaina Savino Vilella Carro
 José Alves de Mello Franco
 Deborah Meirelles Rosa Brasil
 Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

64,86%

COMPAÑÍA ENERGÉTICA VERACRUZ S.A.C

Razón social

Compañía Energética Veracruz S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

Jr, Teniente César López Rojas 201, Maranga, San Miguel
 Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M\$)

601.363

Objeto social

El objeto principal de la sociedad desarrollar y operar proyectos hidroeléctricos ubicados en cualquier cuenta hidrográfica del Perú.

Directores:

No aplica

Principales ejecutivos

Úrsula De La Mata Torres
 Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

100% - Sin variación

CTM – Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

Razón social

Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina

Dirección

Bartolomé Mitre 797, piso 11, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Capital suscrito y pagado (M\$)

5.481

Objeto social

Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, de acuerdo a la legislación vigente, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines.

Actividades que desarrolla

Transmisión de energía eléctrica por interconexión internacional.

Directores titulares

Juan Carlos Blanco
 Fernando Boggini
 Maurizio Bezzeccheri

Directores suplentes

Fernando Antognazza
 María Inés Justo
 María Victoria Ramírez

Principales ejecutivos

Sandro Ariel Rollan
 Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

84,38%

DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA

Razón social

Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.
 E.S.P.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

NIT

900.265.917-0

Dirección

Carrera 9 N° 73-44. Piso 5
 Colombia

Capital suscrito y pagado (M\$)

47.567.754

Objeto social

La sociedad tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica, y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes.

Actividades que desarrolla

Distribución y comercialización de energía eléctrica

Directores titulares

Mauricio Angarita
 David Felipe Acosta
 Hilde Marcela Cornejo Martinez

Directores suplentes

Heliodoro Mayorga Moncada
 Leonardo López Vergara
 Victoria Irene Sepúlveda

Principales ejecutivos

Álvaro Torres Macías
 Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

23,71% - Sin variación

DISTRILEC INVERSORA

Razón social

Distrilec Inversora S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

San José 140
 Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(54 11) 4370 3700

Capital suscrito y pagado (M\$)

27.707.967

Objeto social

Objeto exclusivo de inversión de capitales en sociedades constituidas o a constituirse que tengan por actividad principal la distribución de energía eléctrica o que directa o indirectamente participen en sociedades con dicha actividad principal mediante la realización de toda clase de actividades financieras y de inversión, salvo a las previstas en leyes de entidades financieras, la compra y venta de títulos públicos y privados, bonos, acciones, obligaciones negociables y otorgamiento de préstamos, y la colocación de sus fondos en depósitos bancarios de cualquier tipo.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Directores titulares

Maurizio Bezzeccheri
Gaetano Salierno (Vicepresidente)
María Inés Justo Borgia
Daniel Horacio Martini
Fernando Claudio Antognazza
Gonzalo Pérés Moore
Mariano Luis Luchetti
Guillermo Pablo Reca
Jorge Carlos Bledel
Juan Carlos Casas

Directores suplentes

Mónica Diskin
Paula Bossignon
Rodrigo Quesada
Vanesa Carrafiello
Mariana Mariné
Andrés Leonardo Vittone
Edgardo Licen
Elena Sozzani
Máximo Reca
Tomás Pérés

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
50,93% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis

0,02%

EDEGEL

Razón social

Edegel S.A.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Abierta

Dirección

Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4,
piso 7, San Isidro
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M\$)

529.213.705

Objeto social

En general, actividades propias de la generación de energía eléctrica. Podrá efectuar asimismo, los actos y operaciones civiles, industriales, comerciales y de cualquier otra índole que sean relacionados o conducentes a su Objeto Social principal.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Directores titulares

Carlos Temboury (Presidente)
Francisco José Pérez Thoden Van Velzen
Daniel Abramovich Ackerman
Ramiro Alfonsín Balza
Paolo Giovanni Pescarmona
Juan Francisco García Calderón
Claudio Herzca Buchdahl

Directores suplentes

Guillermo Lozada Pozo
Carlos Rosas Cedillo
Rocío Pachas Sotos

Carlos Sedano Tarancón
Úrsula De La Mata Torres
Juan Miguel Cayo Mata
Mariano Felipe Paz Soldán Franco

Principales ejecutivos

Francisco Pérez Thoden Van Velzen
Gerente General
Julián Cabello Yong
Gerente de Explotación
Carlos Rosas Cedillo
Gerente de Gestión de Energía y Comercialización
Daniel Abramovich Ackerman
Gerente de Asesoría Legal

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
58,60%

EDELNOR

Razón social

Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Abierta

Dirección

Jr, Teniente Cesar López Rojas 201 Urb, Maranga,
San Miguel
Lima, Perú

Teléfono

(51 1) 561 2001

Capital suscrito y pagado (M\$)

110.831.242

Objeto social

Dedicarse a las actividades propias de la prestación del servicio de distribución, transmisión y generación de energía eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente. Complementariamente, la sociedad podrá dedicarse a la venta de bienes bajo cualquier modalidad, así como a la prestación de servicios de asesoría y financieros, entre otros, salvo por aquellos servicios para los cuales se requiera de una autorización expresa conforme con la legislación vigente.

Actividades que desarrolla

Distribución de energía eléctrica

Directorio

Carlos Temboury Molina (Presidente)
Fernando Fort Marie (Vicepresidente)
Mario Ferrai Quiñe
Walter Nestor Sciutto
Paolo Giovanni Pescarmona
Gianluca Caccialupi
Carlos Alberto Solís Pino
José de Bernardis Guglievan

Principales ejecutivos

Walter Nestor Sciutto
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

75,54% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis

1,53%

EDESUR

Razón social

Empresa Distribuidora Sur S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

San José 140 (1076)
Capital Federal, Argentina

Teléfono

(54 11) 4370 3700

Capital suscrito y pagado (M\$)

47.061.353

Objeto social

Distribución y comercialización de energía eléctrica y operaciones vinculadas.

Actividades que desarrolla

Distribución de energía eléctrica.

Clase A

Directores titulares

Mauricio Bezzeccheri (Presidente)
Gaetano Salierno (Vicepresidente)
Daniel Horacio Martini
Mariano Luis Luchetti
Edgardo Licen

Directores suplentes

Paula Andrea Aguiar
Rodolfo Silvio Bettinsoli
Ignacio Federico Guerrero
Osvaldo Arturo Reca

Clase B

Directores titulares

Fernando Claudio Antognazza
Ernesto Pablo Badaraco
Gerardo Marcelo Rogelio Silva Iribarne
María Inés Justo Borgia

Directores suplentes

Rodrigo Quesada
Roberto Fagan
Mariana Mariné
Mónica Diskin

Principales ejecutivos

Juan Carlos Blanco
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

71,62% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis

0,05%

ELÉCTRICA CABO BLANCO S.A.C.

Razón social

Eléctrica Cabo Blanco S.A.C.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

Jr, Teniente César López Rojas 201, Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M\$)

9.677.424

Objeto social

Efectuar inversiones en general en otras sociedades, preferentemente en aquellas destinadas a la explotación de recursos naturales y muy especialmente en las vinculadas a la distribución transmisión y generación de energía eléctrica, Igualmente podrá efectuar inversiones de capital en cualquier clase de bienes muebles incluyendo acciones, bonos y cualquier otra clase de títulos valores mobiliarios, así como la administración de dichas inversiones dentro de los límites fijados por el directorio y la Junta General de Accionistas. Las actividades que integran el objeto social podrán desarrollarse en el Perú como en el extranjero.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Principales ejecutivos

Manuel Cieza Paredes
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

100%- Sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis

0,41 %

ELECTROGAS

Razón social

Electrogas S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

96.806.130-5

Dirección

Alonso de Córdova 5900, Oficina 401, Comuna de Las Condes
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2299 3400

Objeto social

Prestar servicios de transporte de gas natural y otros combustibles, por cuenta propia y ajena, para lo cual podrá construir, operar y mantener gasoductos, oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias.

Actividades que desarrolla

Transporte de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)

15.093.866

Directores titulares

Ramiro Alfonsín Balza
Juan Eduardo Vásquez Moya
Ricardo Santibáñez Zamorano
Eduardo Lauer Rodríguez
Marco Arróspide Rivera
Pedro de la Sotta Sánchez

Directores suplentes

Andrés Opazo Irarrázaval
Patricio Pérez Cotapos
Luis Le fort Pizarro
Juan Oliva Vásquez
Rodrigo Bloomfield Sandoval
Alex Díaz Sanzana

Principales ejecutivos

Alan Fischer Hill
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

25,49% - Sin variación.

EMGESA

Razón social

Emgesa S.A. E.S.P.

NIT

860.063.875-8

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima, de carácter privado,
Empresa de Servicios Públicos

Dirección

Carrera 11 N°82-76, piso 4
Santa Fe de Bogotá, D.C. Colombia

Capital suscrito y pagado (M\$)

146.498.021

Objeto social

La empresa tiene por objeto principal la generación y comercialización de energía eléctrica y la comercialización de gas combustible, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas con su objeto principal.

Actividades que desarrolla

Generación y comercialización de energía eléctrica y de gas combustible.

Directores titulares

Lucio Rubio Díaz
José A, Vargas Lleras
Ricardo Roa Barragán
Ricardo Bonilla Gonzalez
Vacante
Luisa Fernanda Lafaurie Rivera
Bruno Riga

Directores suplentes

Fernando Gutiérrez Medina
Diana Marcela Jiménez
Aurelio Bustilho de Oliveira
Vacante
Álvaro Torres Macías
José Alejandro Herrera Lozano
Andrés López Valderrama

Principales ejecutivos

Bruno Riga
Gerente General
Bruno Riga
Gerente Generación
Andrés Caldas Rico
Gerente Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
Fernando Javier Gutiérrez Medina
Gerente Gestión de la Energía y Comercialización
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira

Gerente Administración, Finanzas y Control

Robert Camilo Torres Vega
Gerente de Salud y Seguridad Laboral
María Celina Restrepo Santamaría
Gerente de Comunicación
Rafael Carbonell Blanco
Gerente de Recursos Humanos y Organización
Diana Marcela Jiménez Rodríguez
Gerente de Regulación, Medio Ambiente y Relaciones Institucionales
Raffaele Cutrignelli
Gerente de Auditoría
Giorgio De Champdore
Gerente de Aprovisionamientos
Ana Patricia Delgado Meza
Gerente de Sistemas y Telecomunicaciones ICT
Ana Lucia Moreno Moreno
Gerente de Servicios Generales y Patrimonio
Juan Manuel Pardo Gómez
Gerente de Planificación y Control
Leonardo López Vergara
Gerente de Administración y Finanzas y Relaciones
con Inversores
Carlos Eduardo Ruiz Diaz
Gerencia Asesoría Fiscal

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

37,72 %

Proporción sobre Activo de Enersis

2,92 %

EMGESA PANAMÁ, S.A.

Razón social

Emgesa Panamá, S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima que no cotiza en bolsa ni es emisora de valores.

Dirección

Ciudad de Panamá
Panamá

Objeto social

Compra, venta, importación y exportación de electricidad. Adicionalmente, la sociedad podrá dedicarse a la industria y al comercio en general, pudiendo celebrar todas las transacciones, operaciones, negocios, actos y actividades permitidas por las leyes panameñas a las sociedades anónimas.

Actividades que desarrolla

Compra, venta, importación y exportación de electricidad.

Capital suscrito y pagado (M\$)

17.034

Directores

Fernando Gutiérrez Medina
Leonardo López Vergara
Juan Manuel Pardo
Andrés Caldas Rico

Principales ejecutivos

Fernando Gutiérrez Medina
Presidente y Representante Legal
Juan Manuel Pardo Gómez
Vicepresidente (Primero)
Leonardo López Vergara (Segundo)
Vicepresidente

Andrés Caldas Rico
Secretario
Elizabeth Laverde Enciso
Tesorero

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

37,72%

EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA

Razón social

Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

NIT

860.007.638-0

Dirección

Carrera 11 N° 93-52
Bogotá D.C.

Teléfono

(571) 7051800

Capital suscrito y pagado (M\$)

8.876.251

Objeto social

Empresa de servicios públicos de generación, comercialización y distribución de energía en el departamento de Cundinamarca y sus alrededores. Cuenta con la Planta de Generación de energía eléctrica Río Negro.

Actividades que desarrolla

Generación, comercialización y distribución de energía.

Directores Titulares

Fabiola Leal Castro
David Alfredo Riaño
Carlos Alberto Rodríguez Guzmán
Álvaro Cruz Vargas
Paulo Jairo Orozco Díaz
Aurelio Bustilho de Oliveira
Gabriel Ignacio Rojas Londoño

Directores Suplentes

Nubia Prada Sanmiguel
José Arcos Rodríguez
Miguel Felipe Mejía Uribe
Cuarto renglo Vacante
David Feferbaum Gutfraind
Diana Marcela Jiménez Rodríguez
Hilde Marecla Cornejo Martínez

Principales Ejecutivos

Jaime Alberto Vargas Barrera
Gerente General
Jualían Camilo Castañeda Savedra
Gerente Gestión Redes / Primer Suplente del Gerente General
Gerente General
Maria Elizabeth Laverde Enciso
Gerente Financiera y Administrativa / Segundo Suplente del Gerente General
Diego Mauricio Muñoz Hoyos
Gerente Comercial
Mauricio Enrique Perea Díaz
Jefe de la Oficina Jurídica

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

19,52% - Sin variación

EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA

Razón social

Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Tipo de sociedad

Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT

96.783.910-8

Dirección

Chacabuco 31, Colina
Santiago, Chile

Teléfono

(56 2) 2844 4280

Capital suscrito y pagado (M\$)

82.222

Objeto social

Distribución y venta de energía eléctrica y venta de artículos eléctricos del hogar, deportes, esparcimiento y computación.

Actividades que desarrolla

Distribución de energía eléctrica.

Administración mancomunada

Leonel Martínez Garrido
Gonzalo Labbé Reyes

Principales ejecutivos

Leonel Martínez Garrido
Gerente General

Relaciones comerciales

(i) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Servicio Integral de Aprovisionamiento, Gestión de Compras de Materiales, Contratación de Obras y Servicios y Consultorías, Recepción, Almacenaje y Suministro de de Materiales Recurrentes y No recurrentes, agente de Ventas, Precio: Markup sobre el precio medio de los materiales consumidos.
(ii) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento, Precio: Cantidad de unidades de fomento por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.
(iii) Contrato de prestación de servicios de administración por parte de Enersis. Precio: cantidad mensual reflejada en UF.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

99,09% - Sin variación.

EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA S.A.

Razón social

Empresa Eléctrica de Piura S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Jr, Teniente César López Rojas 201, Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M\$)

16.993.469

Objeto social

El objeto principal de la sociedad es es dedicarse a la generación de energía eléctrica y de procesamiento de gas natural, de conformidad con lo dispuesto en la legislación vigente.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica, venta de gas natural.

Directores

Francisco Pérez Thoden van Velzen (Presidente)
Carlos Temboursy (Vicepresidente)
Paolo Giovanni Pescarmona

Principales ejecutivos

Francisco Pérez. (representante de Edegel)
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

96,50% - Sin variación

ENDESA ARGENTINA

Razón social

Endesa Argentina S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Av. España 3301 Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(5411) 4307 3040

Objeto social

Realizar inversiones en empresas destinadas a la producción, transporte y distribución de energía eléctrica y su comercialización, así como realizar actividades financieras, con excepción de aquellas reservadas por la ley exclusivamente a los bancos.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Capital suscrito y pagado (M\$)

38.284.638

Directores titulares

Mauricio Bezzeccheri (Presidente)
Gaetano Salierno (Vicepresidente)
Maria Inés Justo Borga

Directores suplentes

Rodrigo Quesada
Mariana Cecilia Mariné
María Victoria Ramírez

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

59,98%

EN - BRASIL COMÉRCIO E SERVIÇOS S.A.

Razón social

En- Brasil Comércio e Serviços S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada constituida de acuerdo a las leyes de la Republica Federativa de Brasil.

Dirección

Praça Leoni Ramos nº 01
Parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

Teléfono

(55 21) 2613 7000

Capital suscrito y pagado (M\$)

1.886.685

Objeto social

La sociedad tiene como objeto participar del capital social de otras sociedades, en Brasil o en el exterior, el comercio en general, incluso importación y exportación, al por menor y al por mayor, de diversos productos, y la prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.

Actividades que desarrolla

Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.

Sociedad sin concejo de administración

(Directorio)

Principales ejecutivos

Marcus Oliver Rissel (Administrador)
Gerente General
Rafael de Bessa Sales (Administrador)

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

84,38%

ENEL BRASIL

Razón social

Enel Brasil S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección

Praça Leoni Ramos, Nº1, 7º andar, bloco 2
Parte, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil

Teléfono

(5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M\$)

216.672.829

Objeto social

La participación en el capital social de otras compañías y sociedades, en cualquier segmento del sector eléctrico, incluyendo sociedades de prestación de servicios a empresas actuantes en tal sector, en Brasil o el exterior; la prestación de servicios de transmisión, distribución, generación o comercialización de energía eléctrica y actividades afines y la participación, individualmente o por medio de joint venture,

sociedad, consorcio u otras formas similares de asociación, en licitaciones, proyectos y emprendimientos para ejecución de los servicios y actividades mencionadas anteriormente.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Directorio

Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
Luca D'Agnesse (Vicepresidente) (Gerente General de Enersis)
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Luis Fermín Larumbe Aragón
Gianluca Caccialupi

Principales ejecutivos

Marcelo Llévenes Rebolledo
Luis Fermín Larumbe Aragón
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Carlos Ewandro Naegele Moreira
José Alves de Mello Franco
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
Flavia da Silva Baraúna
Margot Frota Cohn Pires
Marcia Massotti de Carvalho
Gabriel Maluly Neto
Manuel Ricardo Soto Retamal
Guilherme Gomes Lencastre
Matteo de Zan
Michele Siciliano
Cristine de Magalhães Marcondes

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

84,38%

Proporción de la inversión en activos de Enersis

8,22%

CEMSA

Razón social

Comercializadora de Energía S.R.L.

Tipo de sociedad

Sociedad de Responsabilidad Limitada

Dirección

San José 140, piso 6, CABA
Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(5411) 4124-1600

Capital suscrito y pagado (M\$)

768.042

Objeto social

La compra y venta mayorista de potencia y energía eléctrica producida por terceros y/o a consumir por terceros, incluyendo la importación y exportación de potencia y energía eléctrica y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados, tanto en el país como en el extranjero de servicios informáticos y/o de control de la operación y/o de telecomunicaciones. Asimismo podrá efectuar transacciones de compraventa o compra y venta de gas natural, y/o de su transporte, incluyendo la importación y/o

exportación de gas natural y/o la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados. Efectuar actividades comerciales y transacciones de compraventa o compra y venta de combustibles líquidos y petróleo crudo, y/o lubricantes y/o de transporte de dichos elementos, incluyendo la importación y/o exportación de combustibles líquidos y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados.

Actividades que desarrolla

Comercializadora de energía eléctrica, gas y derivados. Servicios informáticos y/o de control de la operación y/o de telecomunicaciones.

Gerentes titulares

Maurizio Bezzeccheri
Gaetano Salierno

Gerentes suplentes

María Inés Justo Borgia
Fernando Carlos Luis Boggini

Principales ejecutivos

Fernando C, Antognazza
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

81,99%- Sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis

0,05%

ENDESA CHILE

Razón social

Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Abierta

RUT

91.081.000-6

Dirección

Santa Rosa 76
Santiago, Chile

Teléfono

(56 2) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)

1.331.714.085

Objeto social

Generación y suministro de energía eléctrica, venta de servicios de consultoría e ingeniería en el país y en el extranjero y la construcción y explotación de obras de infraestructura.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica

Directorio

Enrico Viale (Presidente)
Ignacio Mateo Montoya (Vicepresidente)
Isabel Marshall Lagarrigue
Francesca Gostinelli
Francesco Buresti
Vittorio Vagliasindi
Felipe Lamarca Claro
Enrique Cibié Bluth

Francesco Buresti
Jorge Atton Palma

Principales ejecutivos

Valter Moro
Gerente General
Ramiro Alfonsín Balza
Sub Gerente General
María Teresa Gonzalez Ramirez
Luis Ignacio Quiñones Sotomayor
Federico Polemann
Fernando La Fuente Vila
Bernardo Canales Fuenzalida
Humberto Espejo Paluz
Claudio Helfmann Soto.

Relaciones comerciales

- (i) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Servicios de Aprovisionamientos, Gestión de Compras de Materiales y Contratación de Obras, Servicios y Consultorías. Precio: En directa relación con los costos asociados a la plantilla de personal y a los gastos de operación y mantenimiento, Anualmente se determina el valor anual del período siguiente introduciendo las mejoras y eficiencias que corresponda.
- (ii) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Servicio mesa de dinero y Tesorería. Precio: Cantidad mensual fijada en unidades de fomento.
- (iii) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Servicios de contabilidad. Precio: Cantidad mensual fijada en unidades de fomento.
- (iv) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento. Precio: Cantidad de unidades de fomento por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.
- (v) Contrato de utilización Estadio Lo Sáez ubicado en calle Carlos Medina 858, comuna de Independencia. Precio: Cantidad mensual fijada en unidades de fomento por trabajador de Endesa Chile.
- (vi) Cuentas corrientes mercantiles
- (vii) Préstamo otorgado por Enersis por US\$ 250.000.000 de fecha 16 de diciembre de 2015, con vencimiento al 15 de diciembre de 2016. Al 31 de diciembre de 2015, el saldo era de US\$ 250.000.000.
- (viii) Contrato de prestación de servicios de administración por parte de Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)
59,98% - Sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis
30,72%

ENDESA COSTANERA

Razón social

Endesa Costanera S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Avda, España 3301, Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(5411) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M\$)

39.811.128

Objeto social

El objeto de la sociedad es la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Directores titulares

Mauricio Bezzeccheri (Presidente)
Gaetano Salierno (Vicepresidente)
Daniel Martini
Ramiro Alfonsín Balza
María Inés Justo
César Fernando Amuchástegui
Matías María Brea

Directores suplentes

Fernando Carlos Luis Boggini
Rodolfo Silvio Bettinsoli
María Victoria Ramírez
Rodrigo Quesada
Fernando Claudio Antognazza
Mariana Marín
Mónica Diskin
Juan Donini

Principales ejecutivos

Roberto José Fagan
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)
45,39% - Sin variación

ENEL GREEN POWER MODELO I EÓLICA S.A.

Razón social

Enel Green Power Modelo I Eólica S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Dirección

Praça Leoni Ramos, N° 1, 5° andar, bloco 2
Niterói, RJ, Brasil

Capital suscrito y pagado (M\$)

31.362

Objeto social

La generación de energía eléctrica de origen eólica.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Administración

Newton Souza de Moraes
André Bruno Santos Gordon Afonso
Márcio Teixeira Trannin

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)
0,82% - Sin variación

ENEL GREEN POWER MODELO II EÓLICA S.A.

Razón social

Enel Green Power Modelo II Eólica S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

Praça Leoni Ramos, N° 1, 5° andar, bloco 2
Niterói, RJ, Brasil, CEP: 24.210-205

Objeto social

La generación de energía eléctrica de origen eólica.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Capital suscrito y pagado (M\$)
26.882

Administración

Newton Souza de Moraes
André Bruno Santos Gordon Afonso
Márcio Teixeira Trannin

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)
0,82% - Sin variación

EÓLICA CANELA

Razón social

Central Eólica Canela S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

76.003.204-2

Dirección

Santa Rosa 76
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)

12.284.743

Objeto social

Promover y desarrollar proyectos de energía renovables, principalmente de energía eólica, identificar y desarrollar proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y actuar como depositaria y comercializadora de los Certificados de Reducción de Emisiones que se obtengan de dichos proyectos. Asimismo, la sociedad tendrá por objeto la generación, transporte, distribución, suministro y comercialización de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eólica.

Directores titulares

Bernardo Canales Fuenzalida (Presidente)
Carlo Carvallo Artigas
Ramiro Alfonsín Balza
Claudio Helfmann Soto
Juan Cristóbal Pavez Recart

Directores suplentes

Carlos Peña Garay
Ariel González Rogget
Claudio Betti Pruzzo

Principales ejecutivos

Carlo Carvallo Artigas
Gerente General

Relaciones comerciales

(i) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento. Precio: Cantidad de UF por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.
(ii) Contrato de prestación de servicios de administración por parte de Enersis. Precio: cantidad mensual reflejada en UF.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

61,48%

EÓLICA FAZENDA NOVA

Razón social

Eólica Fazenda Nova o Geração e Comercialização de Energia S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

Rua Felipe Camarão, n° 507, sala 104
Ciudad de Natal, Rio Grande do Norte, Brasil

Teléfono

(5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M\$)

329.573

Objeto social

La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, Asimismo, participación en otras sociedades como socia, accionista, o cuotista e importación de máquinas y equipamientos para generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de matriz eólica.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Administración

Marcelo Llêvenes Rebolledo
Presidente
Guilherme Gomes Lencastre

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

84,34%

GASATACAMA

Razón social

GasAtacama S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

96.830980-3

Dirección

Miraflores N° 383, piso 12
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2366 3800

Capital suscrito y pagado (M\$)

176.857.970

Objeto social

La sociedad tendrá por objeto: a) la administración y dirección de las sociedades Gasoducto Atacama Chile Limitada, Gasoducto Atacama Argentina Limitada, GasAtacama Generación Limitada y de las demás sociedades que acuerden los socios; b) la inversión de sus recursos, por cuenta propia o ajena, en toda clase de bienes muebles o inmuebles, corporales o incorporeales, valores, acciones y efectos de comercio.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Directores titulares

Humberto Espejo Paluz
Claudio Helfmann Soto
Rodrigo Paredes Barría
Ramiro Alfonsín Balza

Directores suplentes

Bernardo Canales Fuenzalida
Carlo Carvallo Artigas

Principales ejecutivos

Valter Moro
Gerente General

Relaciones Comerciales

La empresa no tiene relaciones comerciales con Enersis

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

60,74%

GASATACAMA CHILE

Razón social

GasAtacama Chile S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

78.932.860-9

Dirección

Miraflores N° 383, piso 12
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2366 3800

Capital suscrito y pagado (M\$)

106.817.990

Objeto social

La sociedad tiene por objeto: a) explotar la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza; b) la compra, extracción, explotación, procesamiento, distribución, comercialización y venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos; c) la venta y prestación de servicios de ingeniería; d) la obtención, compra, transferencia, arrendamiento, gravamen y explotación, en cualquier forma, de las concesiones a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, de concesiones marítimas y de derechos de aprovechamiento de aguas de cualquier naturaleza; e) el transporte de gas natural,

por sus propios medios o en conjunto con terceras personas dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con ello; f) la captación, extracción, tratamiento, desalinización, transporte, distribución, comercialización, entrega y suministro de agua de mar, en todas sus formas, ya sea en su estado natural, potable, desalinizada o con cualquier otro tratamiento, sea por cuenta propia o ajena; g) invertir en toda clase de bienes corporales o incorporeales, muebles o inmuebles ;h) la organización y constitución de toda clase de sociedades, cuyos objetos estén relacionados o vinculados con la energía en cualquiera de sus formas o que tengan como insumo principal la energía eléctrica, o bien que correspondan a cualquiera de las actividades señaladas anteriormente. Para el cumplimiento del objeto social, la sociedad podrá ejecutar todos los actos y celebrar todos los contratos conducentes a la realización del giro social, incluyendo la compra, venta, adquisición o enajenación, a cualquier título, de todo tipo de bienes corporales e incorporeales, muebles o inmuebles, el ingreso en sociedades de capital o de personas ya existentes o concurrir a la formación de éstas, cualquiera sea su clase o naturaleza.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica y transporte de gas.

Directores titulares

Ramiro Alfonsín Balza
Claudio Helfmann Soto
Pablo Arnés Poggi
Humberto Espejo Paluz

Directores suplentes

Rodrigo Paredes Barría
Bernardo Canales Fuenzalida
Carlo Carvallo Artigas

Principales ejecutivos

Valter Moro
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

60,74%

GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA

Razón social

Gasoducto Atacama Argentina S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

78.952.420-3

Dirección

Miraflores N° 383, piso 12
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2366 3800

Capital suscrito y pagado (M\$)

126.309.044

Objeto social

La sociedad tiene por objeto el transporte de gas natural, por medios propios, ajenos o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto. Esta sociedad estableció una Agencia en Argentina, bajo el nombre "Gasoducto Cuenca Noroeste Limitada Sucursal Argentina"; y cuyo propósito es la ejecución de un gasoducto entre la localidad de Cornejo, Provincia de Salta y la frontera Argentino-Chilena en las proximidades del paso de Jama, II Región.

Actividades que desarrolla

Transporte de gas.

Directores titulares

Alex Díaz Sanzana
Claudio Helfmann Soto
Rodrigo Paredes Barría

Directores suplentes

Bernardo Canales
Ricardo Santibañez Zamorano

Principales ejecutivos

Valter Moro
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

60,74%

GASODUCTO TALTAL

Razón social

Gasoducto Taltal S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

77.032.280-4

Dirección

Miraflores N° 383, piso 12
Santiago, Chile.

Teléfono

(562) 2366 3800

Capital suscrito y pagado (M\$)

14.255.421

Objeto social

El transporte, comercialización y distribución de gas natural, por medios propios, ajenos o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno, especialmente entre las localidades de Mejillones y Paposo en la II Región, incluyendo la construcción emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto.

Actividades que desarrolla

Transporte de gas.

Directores titulares

Juan Oliva Vásquez
Alex Díaz Sanzana
Ricardo Santibañez Zamorano

Principales ejecutivos

Valter Moro
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

60,74%

GENERALIMA S.A.C.

Razón social

Generalima S.A.C.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

Jr, Teniente César López Rojas 201, Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M\$)

30.533.666

Objeto social

Efectuar inversiones en general en otras sociedades, preferentemente en aquellas destinadas a la explotación de recursos naturales y muy especialmente en las vinculadas a la distribución transmisión y generación de energía eléctrica. Igualmente podrá efectuar inversiones de capital en cualquier clase de bienes muebles incluyendo acciones, bonos y cualquier otra clase de títulos valores mobiliarios, así como la administración de dichas inversiones dentro de los límites fijados por el directorio y la Junta General de Accionistas. Las actividades que integran el objeto social podrán desarrollarse en el Perú como en el extranjero.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Principales Ejecutivos

Úrsula de la Mata Torres
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

100%- Sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis

0,30%

GENERANDES PERÚ

Razón social

Generandes Perú S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Avda, Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4, piso 7, San Isidro
Lima, Perú

Teléfono

(511) 215 6300

Capital suscrito y pagado (M\$)

312.948.407

Objeto social

La sociedad tiene como objeto efectuar actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica, directamente y/o a través de sociedades constituidas con ese fin.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Directores titulares

Carlos Temboury Molina (Presidente)
Francisco José Pérez Thoden Van Velzen
Paolo Giovanni Pescarmona
Daniel Abramovich Ackerman

Directores suplentes

Guillermo Lozada Pozo
Carlos Rosas Cedillo
Carlos Sedano Tarancón

Principales ejecutivos

Francisco Pérez Thoden Van Velzen
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

75,59%

GNL CHILE

Razón social

GNL Chile S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

76.418.940-K

Dirección

Rosario Norte 530, oficina 1303, Las Condes
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2892 8000

Capital suscrito y pagado (M\$)

2.147.839

Objeto social

La Sociedad tendrá por objeto: a) contratar los servicios de la compañía de regasificación de gas natural licuado ("GNL") GNL Quintero S.A. y utilizar toda la capacidad de almacenamiento, procesamiento, regasificación y entrega de gas natural y GNL del terminal de regasificación de propiedad de la misma, incluyendo sus expansiones, si las hubiere, y cualquier otra materia estipulada en los contratos que la Sociedad suscriba al efecto para usar el terminal de regasificación; b) importar GNL conforme a contratos de compraventa de GNL; c) la venta y entrega de gas natural y GNL conforme a los contratos de compraventa de gas natural y GNL que celebre la Sociedad con sus clientes; d) administrar y coordinar las programaciones y nominaciones de cargamentos de GNL, así como la entrega de gas natural y GNL entre los distintos clientes; y e) cumplir todas sus obligaciones y exigir el cumplimiento de todos sus derechos al amparo de los contratos antes singularizados y

coordinar todas las actividades al amparo de los mismos y, en general, realizar cualquier tipo de acto o contrato que pueda ser necesario, útil o conveniente para cumplir el objeto señalado.

Actividades que desarrolla

Importación y comercialización de gas natural.

Directores titulares

Andrés Alonso Rivas
Alex Díaz Sanzana
Klaus Lürhmann Poblete

Directores suplentes

Luis Arancibia Yiacometti
Yasna Ross
Humberto Espejo Paluz

Principales ejecutivos

Alejandro Palma Rioseco
Gerente General

Relaciones Comerciales

La empresa no tiene relaciones comerciales con Enersis

Participación de Enersis (directa e indirecta)

19,99% - Sin variación

GNL QUINTERO

Razón social

GNL Quintero S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

76.788.080-4

Dirección

Rosario Norte 532, oficina 1604, Las Condes
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2499 0900

Capital suscrito y pagado (M\$)

80.953.329

Objeto social

El desarrollo, financiamiento, diseño, ingeniería, suministro, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de una planta de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado ("GNL") y su correspondiente terminal marítimo para la carga y descarga de GNL y sus expansiones, de haberlas, incluyendo las instalaciones y conexiones necesarias para la entrega de GNL a través de un patio de carga en camiones y/o de uno o más puntos de entrega de GNL por tuberías (el "Terminal de Regasificación"); así como cualquier otra actividad conducente o relativa a dicho objeto, incluyendo, pero no limitado a, la dirección y gestión de todos los acuerdos comerciales necesarios para la recepción de GNL o la entrega de éste a clientes, regasificación de GNL, entrega de gas natural, y venta de los servicios y capacidad de almacenaje, procesamiento, regasificación, carga y descarga del Terminal de Regasificación y de entrega de GNL (el "Proyecto") y de sus expansiones, de haberlas; y b) la prestación de servicios de gestión y asesoría administrativa en general, necesaria para la correcta operación de la empresa, a la Sociedad Comercializadora, según este término se define en el numeral trece cuatro del artículo Décimo Tercero

del pacto social y que actualmente se denomina GNL Chile S.A. La Sociedad tendrá la facultad de realizar cualquier tipo de acto o contrato que pueda ser necesario, útil o conveniente para cumplir con los objetos señalados.

Actividades que desarrolla

Descarga, almacenamiento y regasificación y entrega de gas natural licuado y gas natural.

Directores titulares

Marco Arróspide Rivera
Víctor Turpaud Fernández
Juan Oliva Vásquez
José Antonio de las Heras
Sultán Al Bartami

Directores suplentes

Ricardo Santibañez Zamorano
Jorge Beytía Moure
Rafael González Rodríguez
Hilal Al Kharusi

Principales ejecutivos

Antonio Bacigalupo Gittins
Gerente General

Relaciones Comerciales

La empresa no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

12,00% - Sin variación

GNL NORTE

Razón social

GNL Norte S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada

RUT

76.676.750-8

Dirección

Miraflores N° 383, piso 12
Santiago, Chile.

Capital suscrito y pagado (M\$)

1.000

Objeto social

La sociedad tendrá por objeto la producción, transporte, distribución, almacenamiento y suministro de toda clase de energía y combustibles, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas, Tendrá también como objeto adquirir, diseñar, construir, mantener y explotar todo tipo de obras de civiles y de infraestructura relacionadas con energía y combustibles, en especial, aquellas relacionadas con su recepción marítima, almacenamiento, procesamiento y transporte. Para un mejor y adecuado cumplimiento de su objeto social, la sociedad podrá, constituir, adquirir, integrar como socia, accionista o en cualquier otra forma directamente, o con terceros o sociedades filiales, sociedades, instituciones de cualquier clase o naturaleza tanto en Chile como en el extranjero, y en general, la celebración de cualquier acto o contrato y el desarrollo de cualquier actividad relacionada directa o indirectamente con los objetos anteriores.

Actividades que desarrolla

Producción, transporte y almacenamiento de toda clase de energías y combustibles.

Directores titulares

Alex Díaz Sanzana
Juan Oliva Vásquez
Ricardo Santibañez Zamorano

Principales ejecutivos

Valter Moro
Gerente General

Relaciones Comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis

Participación de Enersis (directa e indirecta)

60,74%

HIDROINVEST

Razón social

Hidroinvest S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Avda. España 3301
Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(5411) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M\$)

3.031.821

Objeto social

Adquirir y mantener una participación mayoritaria en Hidroeléctrica Alicura S.A. y/o en Hidroeléctrica El Chocón S.A. y/o Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A. ("las sociedades concesionarias") creadas por decreto del Poder Ejecutivo Nacional 287/93 y administrar dichas inversiones.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Directores titulares

Mauricio Bezzeccheri (Presidente)
Gaetano Salierno (Vicepresidente)
María Inés Justo

Directores suplentes

Fernando Claudio Antognazza
Rodrigo Quesada

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

57,64% - Sin variación

INGENDESA DO BRASIL (en liquidación)

Razón social

Ingendesa do Brasil Ltda.

Tipo de sociedad

Sociedad de responsabilidad limitada

Dirección

Praça Leoni Ramos, N° 1
Parte, São Domingos
Niterói - RJ, Brasil

Objeto social

Comprende la prestación de servicios de ingeniería, estudios, proyectos, consultoría técnica, administración, fiscalización y supervisión de obras, inspección y recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de pericia, representación comercial de empresas de ingeniería nacionales y extranjeras, así como los demás servicios que las facultades legales permitan en la práctica de las profesiones de ingeniería, arquitectura, agronomía, geología y meteorología, en todas sus especialidades.

Actividades que desarrolla

Servicios de ingeniería.

Capital suscrito y pagado (M\$)

89.606

Apoderado

Bruno César Vasconcelos

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

61,48% - Sin variación

INVERSIONES DISTRILIMA

Razón social

Inversiones Distrilima S.A.C.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

Jr, Teniente César López Rojas 201, Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Teléfono

(511) 561 1604

Capital suscrito y pagado (M\$)

130.666.525

Objeto social

Efectuar inversiones en general en otras sociedades, preferentemente en aquellas destinadas a la explotación de recursos naturales y muy especialmente en las vinculadas a la distribución transmisión y generación de energía eléctrica. Para realizar su objeto social y practicar las actividades vinculadas a él la sociedad podrá realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que las leyes peruanas permitan a las sociedades anónimas, Igualmente podrá efectuar inversiones de capital en cualquier clase de bienes muebles incluyendo acciones, bonos y cualquier otra clase de títulos valores mobiliarios, así como la administración de dichas inversiones dentro de los límites fijados por el directorio y la Junta General de Accionistas. Las actividades que integran el objeto social podrán desarrollarse en el Perú como en el extranjero.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Directores

La Junta General de accionistas del 29/03/2011 acordó el cambio de denominación social, de la Sociedad Anónima a Sociedad Anónima cerrada sin directorio.

Principales ejecutivos

Carlos Temboury Molina
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

99,73%

Proporción sobre Activo de Enersis

2,03%

INVERSIONES GASATACAMA HOLDING

Razón social

Inversiones Gasatacama Holding Limitada

Tipo de sociedad

Sociedad de Responsabilidad Ltda.

RUT

76.014.570-K

Dirección

Miraflores N° 383, piso 12
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2366 3800

Objeto social

La sociedad tiene por objeto: a) la participación directa o indirecta a través de cualquier tipo de asociación, en sociedades que tengan por objeto una o más de las siguientes actividades: i) el transporte de gas natural en cualquiera de sus formas; ii) la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica, iii) financiamiento de las actividades señaladas en i) y ii) precedente que desarrollan terceros relacionados y; b) la percepción e inversión de los bienes que se inviertan, quedando comprendidas las actividades lucrativas relacionadas a las ya citadas.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Capital suscrito y pagado (M\$)

202.362.770

Directores titulares

vacante
Ramiro Alfonsin Balza
José Venegas Maluenda
Sebastian Fernández Cox

Directores suplentes

Alejandro García Chacón
Fernando Prieto Plaza
Paulo Domingues dos Santos
Fernando Gardeweg Ried

Principales ejecutivos

Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Relaciones Comerciales

La empresa no tiene relaciones comerciales con Enersis

Participación de Enersis (directa e indirecta)

60,74%

INVERSORA CODENSA S.A.S.

Razón social

Inversora Codensa S.A.S.

Tipo de sociedad

Sociedad por acciones simplificada

Dirección

Carrera 11 N°82-76, Piso 4
Bogotá, Colombia

Teléfono

(571) 601 6060

Capital suscrito y pagado (M\$)

1.118

Objeto social

Inversión en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos de energía, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica de acuerdo con la definición establecida en la Ley 142 de 1994, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en empresas de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Representante legal

David Felipe Acosta Correa

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

48,39% - Sin variación

INVERSORA DOCK SUD S.A.

Razón social

Inversora Dock Sud S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

Avenida Debenedetti 1636 Dock Sud Avellaneda

Teléfono

4229-1000

Capital suscrito y pagado (M\$)

43.801.868

Objeto social

La Sociedad tiene por objeto participar en empresas de cualquier naturaleza mediante la creación de sociedades por acciones, uniones transitorias de empresas, agrupaciones de colaboración, joint ventures, consorcios y cualquier otra forma de asociación y en general la compra, venta y negociación de títulos, acciones y toda otra clase de valores mobiliarios y papeles de crédito en cualquiera de los sistemas o modalidades creados o a crearse.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Directores titulares

Mauricio Bezzeccheri
Gaetano Salierno
Héctor Martín Mandarano
Alejandro Héctor Fernández
Pablo Vera Pinto
Roberto José Fagan

Directores suplentes

Daniel Martini
María Inés Justo Borga
Fernando Claudio Antognazza
Raúl Angel Rodríguez
Gerardo Zmijak
Jorge Peña

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)
57,14%

LUZ ANDES

Razón social

Luz Andes Limitada

Tipo de sociedad

Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT

96.800.460-3

Dirección

Santa Rosa 76
Santiago, Chile

Teléfono

(56 2) 2634 6310

Capital suscrito y pagado (M\$)

1.224

Objeto social

Distribución y venta de energía eléctrica y venta de artículos eléctricos del hogar, deportes, esparcimiento y computación.

Actividades que desarrolla

Distribución de energía eléctrica.

Administración mancomunada

Claudio Inzunza Díaz
Jaime Manriquez Kemp

Principales ejecutivos

Claudio Inzunza Díaz
Gerente General

Relaciones comerciales

(i) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Servicio Integral de Aprovechamiento, Gestión de Compras de Materiales, Contratación de Obras y Servicios y Consultorías, Recepción, Almacenaje y Suministro de de Materiales Recurrentes y No recurrentes, agente de Ventas. Precio: Markup sobre el precio medio de los materiales consumidos.
(ii) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento. Precio: Cantidad de UF por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.
(iii) Contrato de prestación de servicios de administración por parte de Enersis. Precio: cantidad mensual reflejada en UF.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación

PEHUENCHE

Razón social

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Abierta

RUT

96.504.980-0

Dirección

Santa Rosa 76
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)

200.319.021

Objeto social

Generar, transportar, distribuir y suministrar energía eléctrica, pudiendo para tales efectos, adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Directorio

Ramiro Alfonsín Balza (Presidente)
Luis Ignacio Qiñones Sotomayor (Vide presidente)
Jorge Burlando Bonino
Claudio Helfmann Soto
Fernando Vallejos Reyes

Principales ejecutivos

Carlo Carvallo Artigas
Gerente General

Relaciones comerciales

Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis de Comunicación, Servicios Globales Administración de Recursos Humanos y Gestión de Patrimonio. Precio: cantidad mensual reflejada en UF.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
55,57% - Sin variación

PROGAS

Razón social

Progas S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

77,625,850-4

Dirección

Avenida Isidora Goyenechea 3365, piso 8
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2366 3800

Capital suscrito y pagado (M\$)

1.154

Objeto social

Desarrollar en la regiones I, II y III del país, la adquisición, producción, almacenamiento,

transporte, distribución, transformación y comercialización de gas natural y de otros derivados del petróleo y de combustibles en general; la prestación de servicios, fabricación, comercialización de equipos y materiales y ejecución de obras relacionadas con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su ejecución y desarrollo; toda otra actividad necesaria o conducente al cumplimiento de los objetivos antes señalados.

Actividades que desarrolla

Suministro de gas.

Directorio

Alex Díaz Sanzana
Juan Oliva Vásquez
Ricardo Santibañez Zamorano

Principales ejecutivos

Valter Moro
Gerente General

Relaciones Comerciales

La empresa no tiene relaciones comerciales con Enersis

Participación de Enersis (directa e indirecta)

60,74%

SACME

Razón social

Sacme S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

Avda. España 3251
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(5411) 4361 5107

Capital suscrito y pagado (\$Argentinos)

1.569

Objeto social

Efectuar la conducción, supervisión y control de la operación del sistema de generación, transmisión y subtransmisión de energía eléctrica de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires y las interconexiones con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), Representar a las Sociedades Distribuidora Edenor S.A. y Edesur S.A. , en la gestión operativa ante la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CMMESA). En general, efectuar todo tipo de acciones que le permitan desarrollar adecuadamente su gestión, en virtud de constituirse a estos efectos por las sociedades concesionarias de los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica en la Capital Federal y Gran Buenos Aires, en todo de acuerdo con lo dispuesto en el Concurso Público Internacional para la venta de acciones Clase A de Edenor S.A. y Edesur S.A. y la normativa aplicada.

Actividades que desarrolla

Conducción, supervisión y control de la operación de parte del sistema eléctrico argentino.

Directores titulares

Roberto De Antoni
Leandro Ostuni
Daniel Flaks
Eduardo Maggi

Directores suplentes

Fabio Canosa
Leonardo Lintura
Alberto Rica
José Luis Marinelli

Principales ejecutivos

Francisco Cerar
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
35,81%

SERVICIOS INFORMÁTICOS E INMOBILIARIOS LTDA.

Razón social

Servicios Informáticos e Inmobiliarios Limitada

Tipo de sociedad

Sociedad de responsabilidad limitada

RUT

76.107.186-6

Dirección

Santa Rosa 76, piso 9
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2353 4606

Capital suscrito y pagado (M\$)

61.948.674

Objeto social

El objeto será realizar por cuenta propia o a través de terceros, las siguientes actividades:

- 1) La prestación de servicios de consultoría en materias relacionadas con las tecnologías de la información y de la informática, las telecomunicaciones y la transmisión de datos; la gestión, consultoría, asesoría y administración de contratos propios o de terceros relativos a tales materia; el establecimiento gestión y explotación de centros de bases de datos; la creación, el desarrollo, diseño, gestión, administración, operación, comercialización, compra, venta, importación, exportación de todo tipo de software; la gestión y administración de contratos y el desarrollo y ejecución de proyectos,
- 2) Adquirir y enajenar todas clase de bienes corporales e incorporales relacionados con su giro; prestar servicios y obtener representaciones para el más adecuado cumplimiento de su objeto; organizar, constituir, participar y tomar parte en toda clase de sociedades, asociaciones o cuentas en participación; efectuar todo tipo de aportes en dinero, servicios y bienes, cualquiera sea su especie y celebrar contratos de prestación de servicios o consultoría, ya sea en Chile o en el exterior,
- 3) La administración y explotación de los negocios propios o ajenos y en general, el desarrollo de cualquier actividad conexa o complementaria de los giros mencionados y aquéllas otras que convengan los socios de común acuerdo,
- 4) La adquisición, enajenación, parcelación, subdivisión, loteo, comercialización y explotación, a cualquier título de toda clase de

bienes raíces por cuenta propia o de terceros, invertir los fondos sociales, en toda clase de bienes, inmuebles y muebles, corporales o incorporales, y derechos en sociedades, administrarlos y percibir sus frutos y rentas.

Actividades que desarrolla

Servicios de consultoría en materia de tecnología de la información e informática, telecomunicaciones, transmisión de datos, adquirir y enajenar toda clase de bienes del giro; e inmobiliaria.

Principales Ejecutivos

Tomás Blásquez de la Cruz
Gerente General y Administrador Mandatario
Francisco Javier Galán
Ángel Barrios Romo
Andrés Salas Estrades

Relaciones comerciales

(i) Contrato de servicios profesionales en gestión de ICT. Precio: Costo de operación más margen.
(ii) Contrato de utilización Estadio Lo Sáez ubicado en calle Carlos Medina 858, comuna de Independencia. Precio: Cantidad mensual fijada en unidades de fomento por trabajador de ICT.
(iii) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Servicios de aprovisionamientos. Gestión de Compras de Materiales y Contratación de Obras, Servicios y Consultorías. Precio: En directa relación con los costos asociados a la plantilla de personal y a los gastos de operación y mantenimiento. Anualmente se determina el valor anual del período siguiente introduciendo las mejoras y eficiencias que corresponda.
(iv) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento. Precio: Cantidad de UF por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.
(v) Cuentas corrientes mercantiles.
(vi) Contrato de prestación de servicios de administración por parte de Enersis. Precio: Cantidad mensual reflejada en UF.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
100,00%

Proporción sobre Activo de Enersis

0,13%

SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA

Razón social

Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Carrera 13 A N° 93-66, piso 2
Bogotá, D.C. Colombia

Capital suscrito y pagado (M\$)

1.297

Objeto social

La Sociedad tendrá como objeto principal la siguiente actividad: La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados, su administración y operación, el desarrollo y explotación de puertos multipropósito, conforme a la ley, entre otros.

Directores titulares

Bruno Riga
Juan Manuel Pardo
Leonardo López Vergara

Directores suplentes

Fernando Gutiérrez Medina
Alba Lucía Salcedo
Luís Fernando Salamanca

Principales ejecutivos

Fernando Gutiérrez Medina
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
38,19%

SOUTHERN CONE POWER ARGENTINA

Razón social

Southern Cone Power Argentina S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Avda, España 3301
Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(54 11) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M\$)

23.570

Objeto social

Compra y venta mayorista de energía eléctrica producida por terceros y a consumir por terceros. Asimismo, la sociedad podrá mantener participaciones societarias en compañías dedicadas a la generación de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones

Directores titulares

Mauricio Bezzeccheri (Presidente)
Gaetano Salierno (Vicepresidente)
María Inés Justo

Directores suplentes

Fernando Claudio Antognazza

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis (directa e indirecta)

60,01%

TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN

Razón social

Termoeléctrica José de San Martín S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Elvia Rawson de Dellepiane 150, piso 9
Buenos Aires, República de Argentina

Teléfono

(54 11) 4117-1011/1041

Capital suscrito y pagado (M\$)

27.407

Objeto social

La producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la resolución SE N° 1427/2004", aprobado mediante la resolución SE N° 1193/2005.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.
Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento, construcción, operación y mantenimiento de una central térmica)

Directores titulares

José María Vázquez
Claudio O. Majul
Roberto Fagan
Fernando Claudio Antognazza
Patricio Testorelli (Renunció)
Martín Genesio
Gerardo Carlos Paz
José Manuel Tierno
Jorge Ravlich

Directores suplentes

Adrián Gustavo Salvatore
Leonardo Pablo Katz
María Inés Justo
Fernando Carlos Luis Boggini
Iván Durontó
Emiliano Chaparro
Luis Agustín León Longobardo
Sergio Raúl Sánchez
Rodrigo García

Principales ejecutivos

Ricardo Arakaki
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
10,38% - Sin variación

TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO

Razón social

Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Suipacha 268, piso 12
Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(5411) 3 221 7950

Capital suscrito y pagado (M\$)

27.407

Objeto social

La sociedad tiene por objeto la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo Definitivo para la Gestión y Operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la Resolución SE N° 1427/2004", aprobado mediante la Resolución SE N° 1193/2005.

Actividades que desarrolla

Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento, construcción, operación y mantenimiento de una central térmica)
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares

Martín Genesio
Emiliano Chaparro
Adrián Gustavo Salvatore
José María Vázquez
Fernando Claudio Antognazza
Roberto José Fagan
Gerardo Carlos Paz
José Manuel Tierno
Jorge Ravlich

Directores suplentes

Rodrigo Leonardo García
María Inés Justo
Fernando Carlos Luis Boggini
Leonardo Marínaro
Leonardo Pablo Katz
Guillermo Giraud
Julián Mc Loughlin
Luis Agustín León Longobardo
Sergio Raúl Sánchez

Principales ejecutivos

Gabriel Omar Ures
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
10,38% - Sin variación

TESA

Razón social

Transportadora de Energía S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Bartolomé Mitre 797, piso 11
Buenos Aires, República de Argentina

Teléfono

(5411) 4394 1161

Capital suscrito y pagado (M\$)

5.481

Objeto social

Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios

públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional, y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines.

Actividades que desarrolla

Transmisión de energía eléctrica.

Directores

Juan Carlos Blanco (Vicepresidente)
Fernando Boggini
Maurizio Bezzeccheri (Presidente)

Directores suplentes

Fernando Antognazza
María Inés Justo
María Victoria Ramírez

Principales ejecutivos

Sandro Ariel Rollan
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
84,38%

TRANSQUILLOTA

Razón social

Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.

Tipo de sociedad

Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT

77.017.930-0

Dirección

Ruta 60, km 25, Lo Venecia, Comuna de Quillota.
V Región de Valparaíso, Chile

Teléfono

(562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)

4.404.446

Objeto social

Transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, por cuenta propia o de terceros.

Actividades que desarrolla

Transporte de energía eléctrica.

Apoderados titulares

Vacante
Ricardo Santibañez Zamorano
Juan Eduardo Vásquez Moya
Mauricio Cabello

Apoderados suplentes

Ricardo Sáez Sánchez
Vacante
Italo Cuneo

Relaciones Comerciales

La empresa no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
30,75% - Sin variación

YACYLEC S.A.

Razón social

Yacylec S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

Bartolomé Mitre 797, piso 11°;
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(5411) 4587 4322/4585

Capital suscrito y pagado (M\$)

1.096.262

Objeto social

Construcción, operación y mantenimiento de la primera vinculación eléctrica entre la Central Hidroeléctrica Yacyretá y la Estación Transformadora de Resistencia y prestación del servicio de transporte de electricidad, incluyendo la explotación por concesión bajo la modalidad de transportista independiente.

Actividades que desarrolla

Transporte de energía eléctrica.

Directores titulares

Gaetano Salierno (Presidente)
Maurizio Bezzeccheri
Maria Inés Justo
Gerardo Ferreyra
Osvaldo Acosta
Guillermo Díaz
Eduardo Albarracín
Miguel Angel Sosa
Luis Juan B. Piatti
Juan Manuel Pereyra
Sandro Ariel Rollan
Marisa Varela
Jorge Neira Toba

Directores suplentes

Carlos Bergoglio
Maria Inés Justo
Fernando Antognazza
Gianfranco Catrini
Massimo Villa
Roberto Leonardo Maffioli
Darío Ballaré
Fernando Boggini
Robert Ortega
Alberto E. Verra
Ejecutivos principales
Sandro Ariel Rollan
Gerente General

Relaciones comerciales

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis

(directa e indirecta)

22,22%

Proporción sobre Activo de Enersis

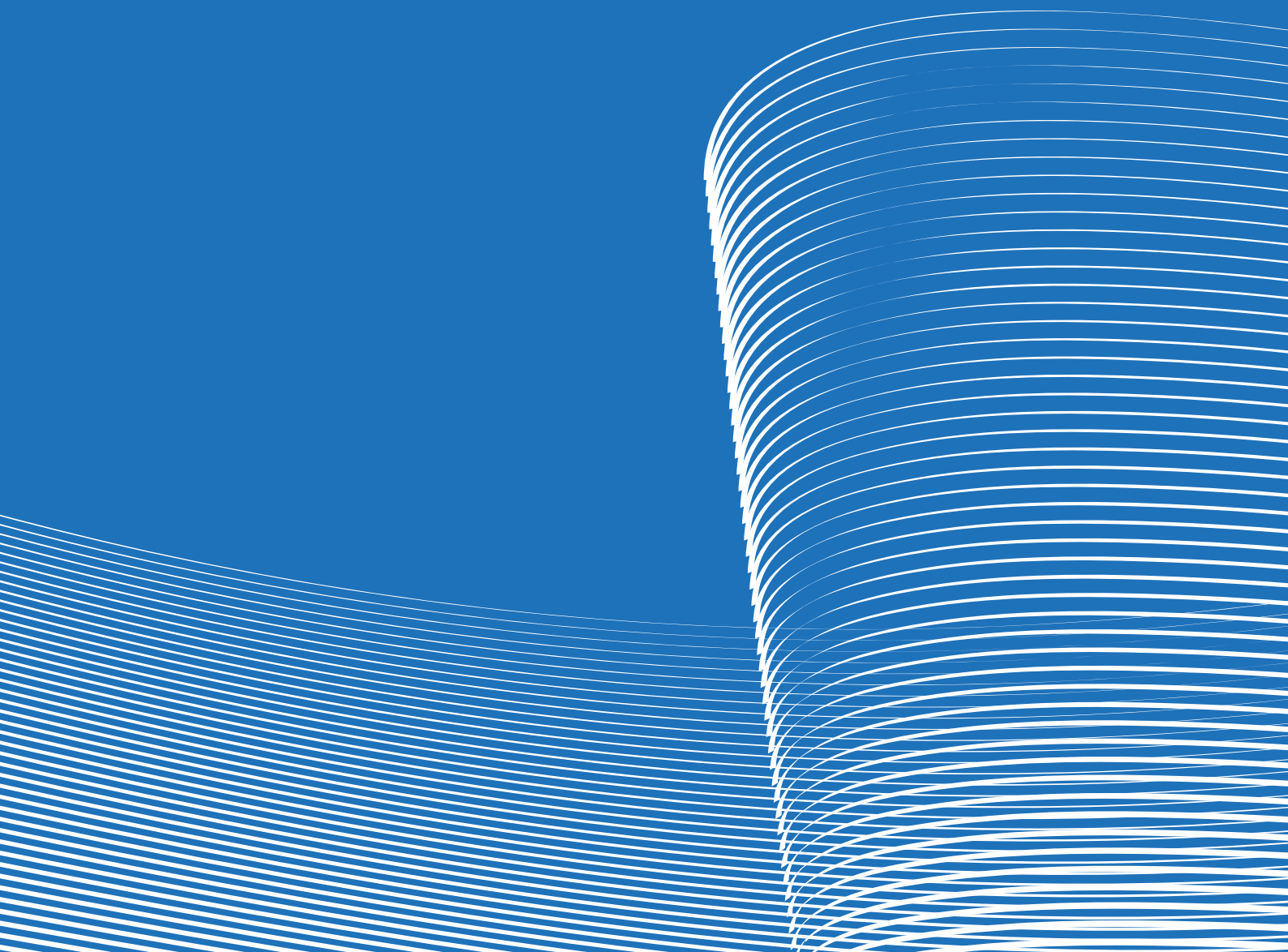
0,02%

Notas:

1. No hay actos o contratos celebrados por Enersis S.A. con sus subsidiarias o asociadas que influyan significativamente en las operaciones y resultados de Enersis S.A.
2. En cuanto a relaciones comerciales,

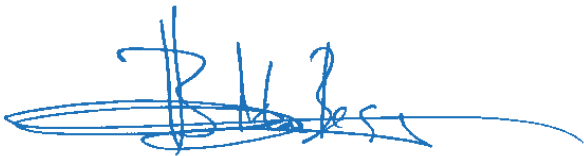
la vinculación futura proyectada con subsidiarias o asociadas se enmarca en el objeto social de la compañía, en especial continuar prestando a sus empresas filiales o coligadas los recursos financieros necesarios para el desarrollo de sus negocios y, además, prestar a sus empresas filiales servicios gerenciales, de asesoría financiera, comercial, técnica y legal; de auditoría y, en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño, sin perjuicio de lo cual, no se prevé que ninguna de estas vinculaciones futuras influya significativamente en las operaciones y resultados de Enersis S.A.

Declaración de Responsabilidad



Declaración de Responsabilidad

Los Directores de Enersis Américas S.A. (antes denominada Enersis S.A.) y el Gerente General, firmantes de esta declaración, se hacen responsables bajo juramento de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual, en cumplimiento de la Norma de Carácter General N°30, emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros.



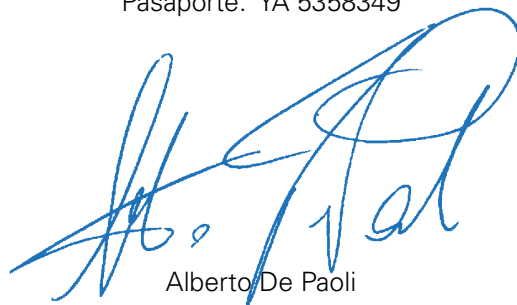
Francisco de Borja Acha Besga
Presidente
DNI: 05-263174-S



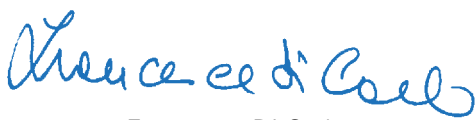
Francesco Starace .
Vicepresidente
Pasaporte: YA 5358349



Hernan Guillermo Somerville Senn
Director
Rut: 4.132.185-7



Alberto De Paoli
Director
Pasaporte: YA 4226864



Francesca Di Carlo
Director
Pasaporte: AA 2224406



Rafael Fernández Morandé
Director
Rut: 6.429.250-1

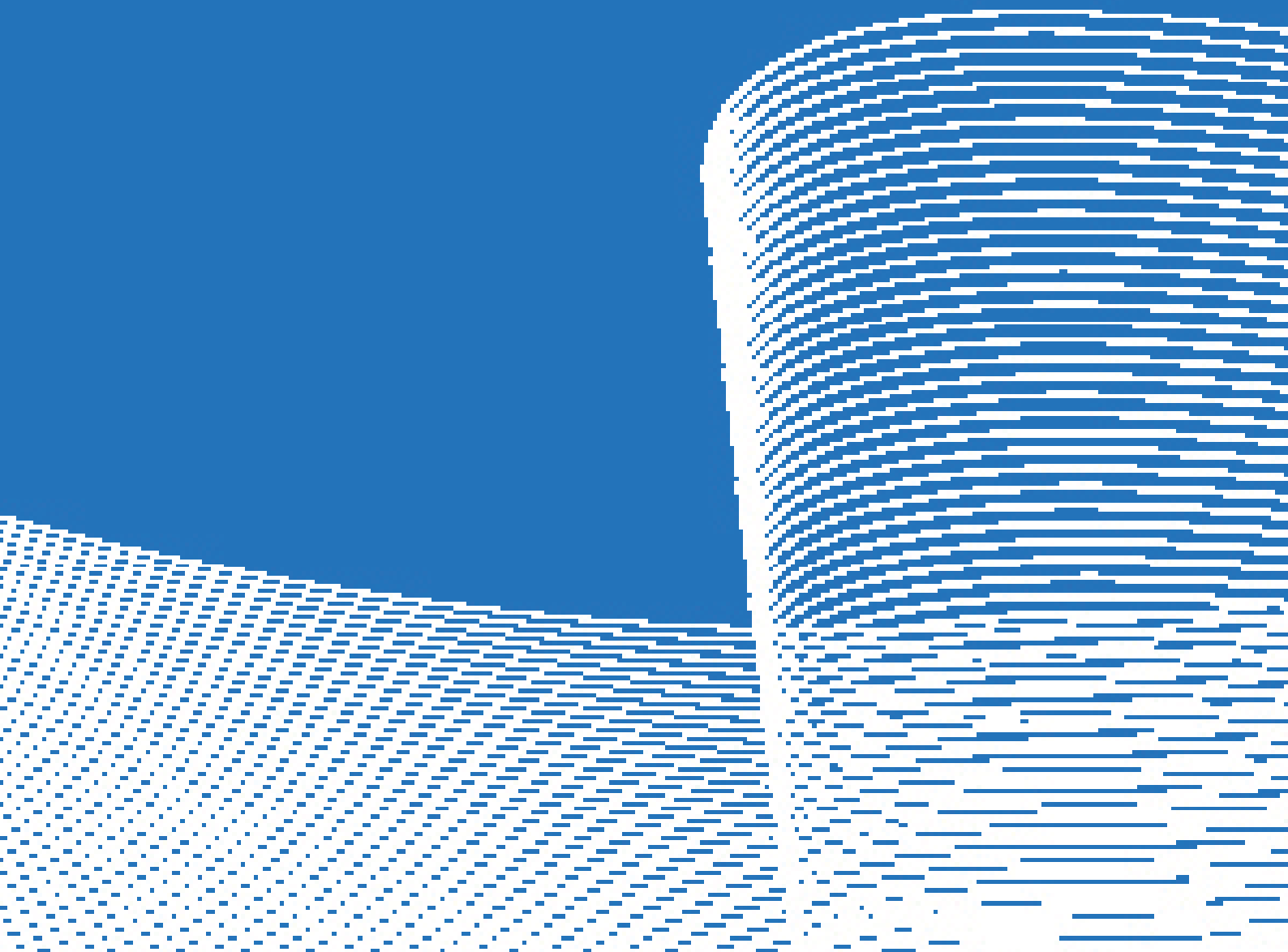


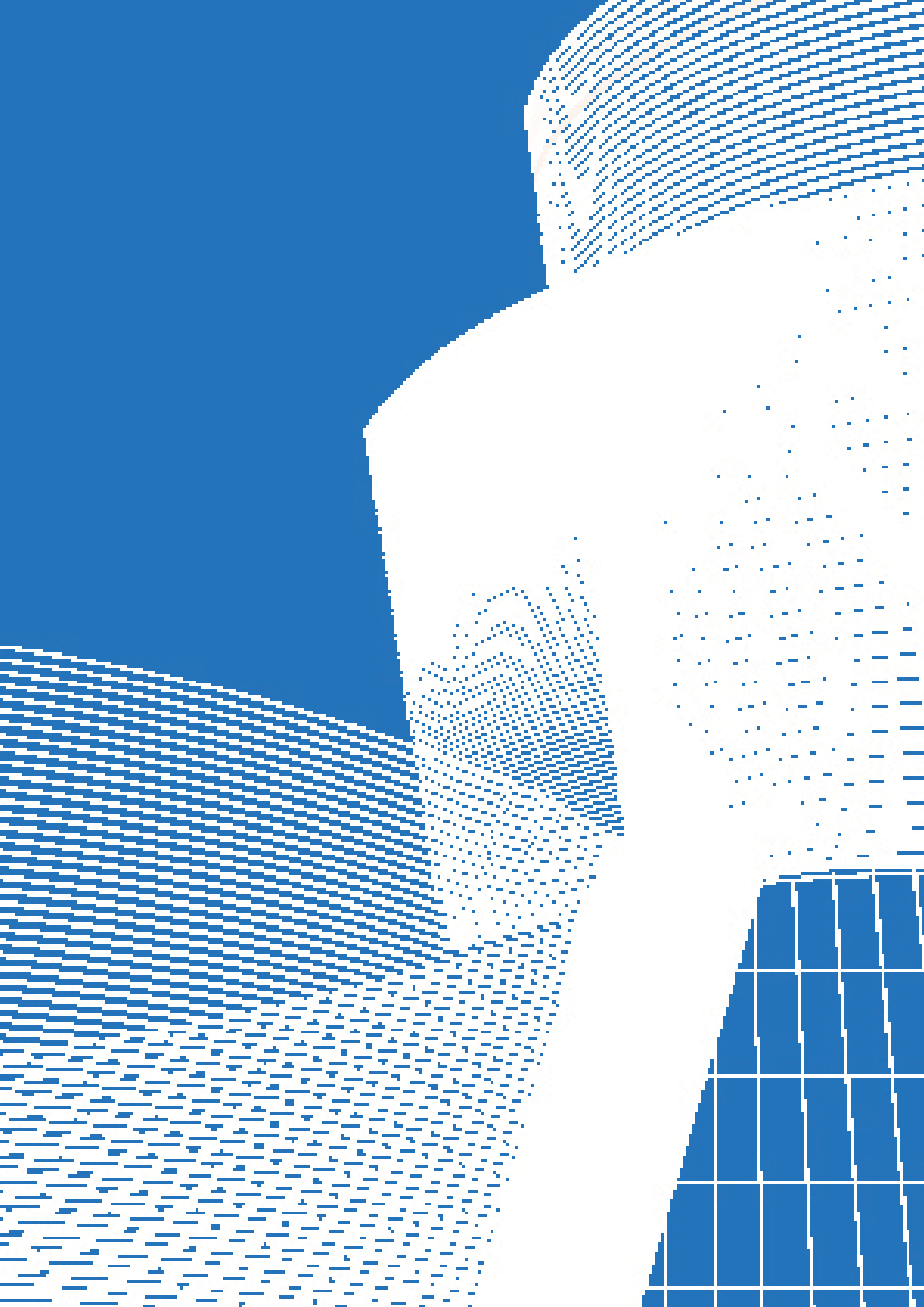
Herman Chadwick Piñera
Director
Rut: 4.975.992-4



Luca D'Agnesse
Gerente General
Rut: 24.910.349-7

Estados Financieros





Informe de los Auditores Independientes



EY Chile
Aldo, Presidente
Riesco 5435, piso 4,
Santiago

Tel: +56(21)676 1000
www.eychile.cl

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Energis Américas S.A. (ex Energis S.A.)

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Energis Américas S.A. y filiales, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, descritas en Nota 2 a los estados financieros consolidados. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantenimiento de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. No auditamos los estados financieros de ciertas sociedades filiales, asociadas y negocios conjuntos, cuyos estados financieros reflejan un total de activos que constituyen un 7,4% y un 32,0% de los activos totales consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, y de ingresos de actividades ordinarias que constituyen un 5,5% y un 5,4% de los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente. Adicionalmente, tampoco auditamos los estados financieros de ciertas sociedades filiales, asociadas y negocios conjuntos, por las cuales se presentan Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios, que constituyen un 28,1% de los activos totales al 31 de diciembre de 2015, y una ganancia procedente de operaciones discontinuadas que constituyen un 38,9% y un 30,5% de la ganancia total consolidada por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente. Estos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos de dichas sociedades filiales, asociadas y negocios conjuntos, se basa únicamente en los informes emitidos por esos otros auditores. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados a las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión sobre la base regulatoria de contabilización.

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enersis Américas S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, descriptas en Nota 2 a los estados financieros consolidados.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 2.1 a los estados financieros consolidados, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió Oficio Circular N° 856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio 2014 contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

Sin embargo, no obstante que fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización, los estados consolidados de resultados integrales y la conformación de los correspondientes estados consolidados de cambios en el patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en el párrafo anterior y cuyo efecto se explica en Nota 19 c).



Otros asuntos, Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013

Anteriormente, hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 de Enersis Américas S.A. y filiales adjuntos, que incluyen los estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados, sobre los cuales emitimos una opinión sin salvedades sobre los mismos en nuestro informe de fecha 7 de febrero de 2014.



Emir Rahil A.
Santiago, 26 de febrero de 2014

EY LTDA.

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado

al 31 de diciembre de 2015 y 2014

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	1.185.163.344	1.704.745.491
Otros activos financieros corrientes	9	68.262.446	99.455.403
Otros activos no financieros corriente		101.989.057	175.098.112
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	1.088.131.567	1.681.686.903
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	11	3.566.930	18.441.340
Inventarios corrientes	12	95.057.897	133.520.154
Activos por impuestos corrientes	13	47.454.588	110.572.522
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		2.589.625.829	3.923.519.925
Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.		5.323.935.881	7.978.963
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		7.913.561.710	3.931.498.888
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	9	489.528.204	530.821.520
Otros activos no financieros no corrientes		77.562.708	77.806.180
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	398.695.864	291.641.675
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	11	355.485	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	30.960.445	73.633.610
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	981.399.272	1.168.212.056
Plusvalía	16	444.199.047	1.410.853.627
Propiedades, planta y equipo	17	5.003.566.633	8.234.215.719
Propiedad de inversión	18	-	8.514.562
Activos por impuestos diferidos	19	109.325.023	193.637.874
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		7.535.592.681	11.989.823.428
TOTAL DE ACTIVOS		15.449.154.391	15.921.322.316

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	20	687.873.508	421.805.679
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	1.452.824.207	2.288.876.950
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	109.897.508	143.680.622
Otras provisiones corrientes	24	127.299.176	90.222.684
Pasivos por impuestos corrientes	13	142.607.960	115.472.313
Otros pasivos no financieros corrientes		39.226.339	129.275.589
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.559.728.698	3.189.333.837
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5	1.945.652.102	5.488.147
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		4.505.380.800	3.194.821.984
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	1.847.296.592	3.289.097.528
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	283.544.254	159.385.521
Otras provisiones no corrientes	24	183.848.284	197.243.841
Pasivo por impuestos diferidos	19	231.904.615	478.361.484
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	187.270.474	269.930.412
Otros pasivos no financieros no corrientes		20.100.992	53.262.800
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		2.753.965.211	4.447.281.586
TOTAL PASIVOS		7.259.346.011	7.642.103.570
PATRIMONIO			
Capital emitido	26.1	5.804.447.986	5.804.447.986
Ganancias acumuladas		3.380.661.523	3.051.734.445
Otras reservas	26.5	(3.158.960.224)	(2.654.206.384)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		6.026.149.285	6.201.976.047
Participaciones no controladoras	26.6	2.163.659.095	2.077.242.699
PATRIMONIO TOTAL		8.189.808.380	8.279.218.746
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		15.449.154.391	15.921.322.316

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	Nota	enero - diciembre		
		2015 M\$	2014 (Reexpresado) M\$	2013 (Reexpresado) M\$
Ingresos de actividades ordinarias	27	4.667.645.310	4.806.455.737	3.978.995.352
Otros ingresos, por naturaleza	27	633.794.268	399.914.051	549.152.517
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		5.301.439.578	5.206.369.788	4.528.147.869
Materias primas y consumibles utilizados	28	(2.777.201.512)	(2.631.669.436)	(2.090.267.302)
Margen de Contribución		2.524.238.066	2.574.700.352	2.437.880.567
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3 a) 3 d.1	67.101.269	55.770.418	47.134.470
Gastos por beneficios a los empleados	29	(487.698.147)	(389.668.473)	(345.568.196)
Gasto por depreciación y amortización	30	(320.542.197)	(350.742.750)	(315.966.141)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	30	(39.811.756)	(38.329.942)	(66.664.976)
Otros gastos por naturaleza	31	(488.528.749)	(463.729.264)	(405.747.911)
Resultado de Explotación		1.254.758.486	1.388.000.341	1.351.067.813
Otras ganancias (pérdidas)	32	(6.566.225)	876.554	4.642.268
Ingresos financieros	33	294.770.272	251.121.762	246.615.814
Costos financieros	33	(385.455.340)	(432.314.329)	(325.972.302)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	3.332.971	2.560.023	979.875
Diferencias de cambio	33	128.238.047	(18.493.594)	(28.534.786)
Resultado por unidades de reajuste	33	(9.266.040)	(13.630.068)	(11.007.801)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.279.812.171	1.178.120.689	1.237.790.881
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	34	(523.663.212)	(430.592.032)	(442.455.343)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		756.148.959	747.528.657	795.335.538
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	5.1 c)	388.320.526	281.941.071	318.065.208
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.144.469.485	1.029.469.728	1.113.400.746
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		661.586.917	610.157.869	658.514.150
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	482.882.568	419.311.859	454.886.596
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.144.469.485	1.029.469.728	1.113.400.746
		-	-	-
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	8,35	8,25	9,49
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	\$ / acción	5,13	4,18	5,08
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	13,48	12,43	14,56
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	49.092.772,76	45.218.860,05
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	8,35	8,25	9,49
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	\$ / acción	5,13	4,18	5,08
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	13,48	12,43	14,56
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	49.092.772,76	45.218.860,05

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	Nota	enero - diciembre		
		2015 M\$	2014 (Reexpresado) M\$	2013 (Reexpresado) M\$
Ganancia (Pérdida)		1.144.469.485	1.029.469.728	1.113.400.746
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	25.2.b	(19.027.368)	(36.681.734)	6.351.518
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período		(19.027.368)	(36.681.734)	6.351.518
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(644.537.672)	4.370.648	(76.723.893)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(442.864)	1.849	(2.273)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	14.1	(552.420)	13.476.871	8.367.223
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(155.456.845)	(138.993.868)	(76.144.260)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		17.215.453	(6.898.502)	55.283
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período		(783.774.348)	(128.043.002)	(144.447.920)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(802.801.716)	(164.724.736)	(138.096.402)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		6.018.363	12.694.514	(2.603.231)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período		6.018.363	12.694.514	(2.603.231)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		36.399.000	35.887.996	12.332.516
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		(291)	(1.462)	455
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período		36.398.709	35.886.534	12.332.971
Total Otro resultado integral		(760.384.644)	(116.143.688)	(128.366.662)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		384.084.841	913.326.040	985.034.084
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		145.175.235	562.566.774	577.348.684
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		238.909.606	350.759.266	407.685.400
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		384.084.841	913.326.040	985.034.084

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Prima de Emisión	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2015	5.804.447.986	-	35.154.874	(69.404.677)	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(442.819.275)	(60.939.077)	(12.152.091)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por otros cambios (1)	-	-	(12.423.692)	121.503.052	12.152.091
Total de cambios en patrimonio	-	-	(455.242.967)	60.563.975	-
Saldo Final al 31/12/2015	5.804.447.986	-	(420.088.093)	(8.840.702)	-

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Prima de Emisión	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2014	5.669.280.725	158.759.648	(56.022.016)	(3.086.726)	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			29.929.142	(66.317.951)	(19.023.003)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por otros cambios	135.167.261	(158.759.648)	-	-	19.023.003
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control			61.247.748		
Total de cambios en patrimonio	135.167.261	(158.759.648)	91.176.890	(66.317.951)	-
Saldo Final al 31/12/2014	5.804.447.986	-	35.154.874	(69.404.677)	-

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Prima de Emisión	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2013	2.824.882.835	158.759.648	(40.720.059)	27.594.028	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(57.187.681)	(30.680.754)	6.865.655
Resultado integral					
Emisión de patrimonio	2.844.397.890	1.460.503			
Dividendos					
Incremento (disminución) por otros cambios	-	(1.460.503)	-	-	(6.865.655)
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control			41.885.724		
Total de cambios en patrimonio	2.844.397.890	-	(15.301.957)	(30.680.754)	-
Saldo Final al 31/12/2013	5.669.280.725	158.759.648	(56.022.016)	(3.086.726)	-

Cambios en Otras Reservas							
Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos activos mantenidos para la venta	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
14.046	(2.619.970.627)		(-2.654.206.384)	3.051.734.445	6.201.976.047	2.077.242.699	8.279.218.746
				661.586.917	661.586.917	482.882.568	1.144.469.485
(166.950)	(334.289)	-	(516.411.682)		(516.411.682)	(243.972.962)	(760.384.644)
				145.175.235	145.175.235	238.909.606	384.084.841
				(320.507.748)	(320.507.748)	(151.308.255)	(471.816.003)
(14.835)	(8.231.102)	(101.327.672)	11.657.842	(12.152.091)	(494.249)	(1.184.955)	(1.679.204)
(181.785)	(8.565.391)	(101.327.672)	(504.753.840)	328.927.078	(175.826.762)	86.416.396	(89.410.366)
(167.739)	(2.628.536.018)	(101.327.672)	(3.158.960.224)	3.380.661.523	6.026.149.285	2.163.659.095	8.189.808.380

Cambios en Otras Reservas							
Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos activos mantenidos para la venta	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
11.811	(2.414.023.486)		(-2.473.120.417)	2.813.634.297	6.168.554.253	2.338.910.608	8.507.464.861
				610.157.869	610.157.869	419.311.859	1.029.469.728
2.235	7.818.482	-	(47.591.095)		(47.591.095)	(68.552.593)	(116.143.688)
				562.566.774	562.566.774	350.759.266	913.326.040
				(314.750.191)	(314.750.191)	(459.728.319)	(774.478.510)
-	25.112.860	-	44.135.863	(57.307.530)	(36.764.054)	(23.689.993)	(60.454.047)
	(238.878.483)	-	(177.630.735)		(177.630.735)	(129.008.863)	(306.639.598)
2.235	(205.947.141)	-	(181.085.967)	238.100.148	33.421.794	(261.667.909)	(228.246.115)
14.046	(2.619.970.627)	(-2.473.120.417)	(-2.654.206.384)	3.051.734.445	6.201.976.047	2.077.242.699	8.279.218.746

Cambios en Otras Reservas							
Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos activos mantenidos para la venta	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
13.647	(1.498.010.369)		(-1.511.122.753)	2.421.278.841	3.893.798.571	3.064.408.474	6.958.207.045
				658.514.150	658.514.150	454.886.596	1.113.400.746
(1.836)	(160.850)	-	(81.165.466)		(81.165.466)	(47.201.196)	(128.366.662)
				577.348.684	577.348.684	407.685.400	985.034.084
				- 2.845.858.393	- 2.845.858.393		2.845.858.393
				(273.024.349)	(273.024.349)	(387.641.111)	(660.665.460)
-	74.015.741	-	67.150.086	6.865.655	72.555.238	(910.579)	71.644.659
	(989.868.008)	-	(947.982.284)		(947.982.284)	(744.631.576)	(1.692.613.860)
(1.836)	(916.013.117)	-	(961.997.664)	392.355.456	2.274.755.682	(725.497.866)	1.549.257.816
11.811	(2.414.023.486)	(-2.473.120.417)	(-2.473.120.417)	2.813.634.297	6.168.554.253	2.338.910.608	8.507.464.861

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre		
		2015	2014	2013
		M\$	M\$	M\$
Flujo de efectivos procedentes de (utilizados en) actividades de operación				
Clases de cobros por actividades de operación				
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		8.983.646.820	7.786.425.908	6.946.352.718
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		40.395.210	53.736.441	92.757.838
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		24.800.978	20.348.278	74.183.266
Otros cobros por actividades de operación		593.726.467	793.806.980	503.343.750
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(4.875.217.622)	(4.395.777.186)	(3.690.576.400)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(554.559.784)	(482.784.407)	(448.354.032)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(14.484.698)	(15.147.534)	(5.782.311)
Otros pagos por actividades de operación		(1.572.807.177)	(1.418.097.022)	(1.176.355.154)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)				
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(451.694.741)	(428.343.722)	(381.648.502)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(250.354.851)	(216.129.742)	(212.945.529)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.923.450.602	1.698.037.994	1.700.975.644
Flujo de efectivo procedente de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	8.e	6.639.653	40.861.571	-
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	8.c	-	(37.654.762)	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		395.810.811	1.126.402.278	871.863.989
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(353.112.647)	(480.297.836)	(1.433.536.193)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(2.550.000)	(3.315.000)	(5.084.700)
Préstamos a entidades relacionadas		-	-	(4.844.706)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		49.916	167.486	5.462.527
Compras de propiedades, planta y equipo		(1.090.624.099)	(825.909.425)	(603.413.832)
Compras de activos intangibles		(271.937.266)	(260.500.759)	(169.371.666)
Recursos por ventas de otros activos a largo plazo		1.729.727	2.037.930	1.987.002
Compras de otros activos a largo plazo		-	(2.952.035)	(2.034.104)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(6.888.344)	(26.683.724)	(3.485.915)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		17.266.466	16.957.654	14.308.008
Cobros a entidades relacionadas		-	-	4.895.411
Dividendos recibidos		11.313.451	13.567.998	9.081.705
Intereses recibidos		58.724.646	93.410.873	92.176.821
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		-	-	-
Otras entradas (salidas) de efectivo		18.278.638	44.220.761	(1.891.436)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.215.299.048)	(299.686.990)	(1.223.887.089)

Flujo de efectivos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		enero - diciembre		
		2015	2014	2013
Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	M\$	M\$	M\$
		Importes procedentes de la emisión de acciones		-
Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no dan lugar a la pérdida de control		(2.374.346)	(385.132.160)	-
Total importes procedentes de préstamos		475.558.223	774.199.941	530.735.256
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		105.645.839	740.518.825	487.162.501
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		369.912.384	33.681.116	43.572.755
Préstamos de entidades relacionadas		-	-	693.084
Pagos de préstamos		(614.937.402)	(622.496.486)	(563.049.681)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(19.737.180)	(16.559.995)	(9.388.183)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		-	(17.236.440)	-
Dividendos pagados		(612.045.894)	(632.808.121)	(482.046.152)
Intereses pagados		(266.756.065)	(246.769.836)	(230.584.133)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		-	-	-
Otras entradas (salidas) de efectivo		(19.921.715)	(145.440.332)	(40.412.354)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.060.214.379)	(1.283.459.663)	336.765.356
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(352.062.825)	114.891.341	813.853.911
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(23.287.179)	(16.503.717)	(23.298.403)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(375.350.004)	98.387.624	790.555.508
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	8.d	1.704.775.193	1.606.387.569	815.832.061
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	8.d	1.329.425.189	1.704.775.193	1.606.387.569

Estados Financieros Consolidados

correspondientes a los Ejercicios Terminados al 31 de Diciembre de 2015 y 2014 (en Miles de Pesos)

1. Actividad y Estados Financieros del Grupo

Eneris Américas S.A. (Ex – Eneris S.A.) (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus sociedades filiales, integran el Grupo Eneris Américas (en adelante, “Eneris Américas” o el “Grupo”).

Eneris Américas S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993.

Eneris Américas es filial de Enel Iberoamérica S.R.L, entidad que a su vez es controlada por Enel, S.p.A. (en adelante, Enel).

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente, el 1 de agosto de 1988, mediante modificación de los estatutos, la compañía pasó a llamarse Eneris S.A. La existencia de la compañía bajo su actual nombre, Eneris Américas S.A., data del 1 de febrero de 2016, cuando se modificó su razón social mediante reforma de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que está llevando a cabo el Grupo (ver Notas 5.1 y 41). Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 12.202 trabajadores al 31 de diciembre de 2015. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2015 fue de 12.348 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 37.

Eneris Américas tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualesquiera de los siguientes:

- (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,
- (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,
- (iii) las telecomunicaciones e informática, y
- (iv) negocios de intermediación a través de Internet.

Los estados financieros consolidados de Enersis Américas correspondientes al ejercicio 2014 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 29 de enero de 2015, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 28 de abril de 2015, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

Estos estados financieros consolidados se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional y de presentación de la Sociedad. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.6 y 3.n.

2. Bases de presentación de los estados financieros consolidados

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enersis Américas al 31 de diciembre de 2015, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 26 de febrero de 2016, han sido preparados de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), las cuales se componen de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), más instrucciones específicas dictadas por la SVS.

Con fecha 17 de octubre de 2014, mediante la emisión del Oficio Circular N° 856, la SVS instruyó a las entidades fiscalizadas registrar directamente en patrimonio las variaciones en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, que surgieran como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido en Chile por la Ley 20.780. Esta instrucción de la SVS es la única que contraviene las NIIF y los efectos contables que derivan de la misma fueron registrados al 30 de septiembre de 2014 (ver nota 3p y 19c).

La aplicación del Oficio N° 856 de la SVS vino a modificar el marco de preparación y presentación de estados financieros utilizado por Enersis Américas a partir del ejercicio 2014, ya que el anterior (NIIF), requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

No obstante que los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización (instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS)), los estados consolidados de resultados integrales y la conformación de los correspondientes estados consolidados de cambios en el patrimonio por los años terminados en esas fechas, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en los párrafos anteriores.

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enersis Américas y sus filiales al 31 de diciembre de 2015 y 2014, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2013 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable, y de aquellos activos no corrientes y grupos en desapropiación disponibles para la venta, que se registran al menor entre el valor contable y el valor razonable menos costos de venta (ver Nota 3).

Los presentes estados financieros consolidados han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus filiales. Cada entidad prepara sus estados financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en cada país, por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las NIIF y a las instrucciones de la SVS.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2015:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIC 19: Beneficios a los empleados <i>El objetivo de esta enmienda es simplificar la contabilidad de las contribuciones que son independientes de los años de servicio del empleado, por ejemplo, contribuciones de los empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del sueldo.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014.
Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010-2012 y 2011-2013) <i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 2, NIIF 3, NIIF 8, NIIF 13, NIC 16, NIC 24, NIC 38 y NIC 40.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014

Las enmiendas y mejoras a la normativa, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2015, no han tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados de Enersis Américas y filiales.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2016 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIIF 11: Acuerdos Conjuntos <i>Esta enmienda requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016

Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización

La enmienda a NIC 16 prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38, la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangibles el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016

Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014)

Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5, NIIF 7, NIC 19 y NIC 34.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016

Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos

La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 y la NIC 28 respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016

Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados

Permite a las entidades utilizar el método de la participación para contabilizar las inversiones en filiales, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. El objetivo de esta enmienda es minimizar los costos de cumplir con las NIIF, especialmente para quienes aplican NIIF por primera vez, sin reducir la información disponible para los inversores.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016

Enmienda a NIC 1: Iniciativa de Revelación

El IASB emitió enmiendas a la NIC 1, como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas con el objetivo de alentar a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016

Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación

Estas modificaciones de alcance restringido aclaran la aplicación de la excepción de consolidación para las entidades de inversión y sus subsidiarias. Las modificaciones además disminuyen las exigencias en circunstancias particulares, reduciendo los costos de la aplicación de las Normas.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016.

NIIF 9: Instrumentos Financieros

Corresponde a la versión final de la norma, publicada en julio de 2014, y completa el proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición." Este proyecto fue dividido en tres etapas:

Fase 1 - Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros: introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, basado en las características del flujo de efectivo y en el modelo de negocio. Este nuevo modelo también resulta en un único modelo de deterioro para todos los instrumentos financieros.

Fase 2 - Metodología del deterioro de valor: con el objetivo de reconocer las pérdidas crediticias de manera oportuna, la norma exige a las entidades dar cuenta de las pérdidas crediticias esperadas desde el momento en que los instrumentos financieros son reconocidos en los estados financieros.

Fase 3 - Contabilidad de coberturas: establece un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas.

Esta versión final de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018

NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes

Esta nueva norma es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Su objetivo es mejorar la comparabilidad de la información financiera, proporcionando un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. A demás exige un mayor desglose de información. Esta norma reemplazará a las NIC 11 y NIC 18, y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018

NIIF 16: Arrendamientos

Establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2019

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9, NIIF 15 y NIIF 16 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de normas y enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Enersis Américas y filiales.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF y las instrucciones de la SVS.

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Gerencia del Grupo, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las áreas más importantes que han requerido juicio profesional son las siguientes:

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 (ver Nota 3.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h).

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia o no de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 25).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g.5 y 22)
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver anexo 7.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados. (ver Nota 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Entidades filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enersis Américas, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enersis Américas tiene poder sobre sus filiales cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la filial.

El Grupo reevalúa si tiene o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

En el Anexo N° 1 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades que componen el Grupo Enersis Américas", se describe la relación de Enersis Américas con cada una de sus filiales.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

Con fecha 9 de enero de 2015, Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile S.A.), filial de Enersis Américas, formalizó la venta del 100% de sus acciones en la Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A., por un monto de M\$ 25.000.000.

La salida de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. del perímetro de consolidación de Enersis Américas supuso una reducción en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 871.022 en los activos corrientes, M\$ 7.107.941 en los activos no corrientes, M\$ 3.698.444 en los pasivos corrientes y de M\$ 1.789.703 en los pasivos no corrientes.

Con fecha 30 de diciembre de 2014, Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda., filial de Enersis Américas, concretó la venta de la totalidad de sus participaciones sociales, directas e indirectas, en las compañías Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A. y Aguas Santiago Poniente S.A. El precio de venta de estas participaciones sociales ascendió a M\$ 57.173.143, monto que fue pagado al contado en la misma fecha.

La salida de Maitenes S.A. y Aguas Santiago Poniente S.A. del perímetro de consolidación de Enersis Américas supuso una reducción en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 54.845.853 en los activos corrientes, M\$ 12.822.077 en los activos no corrientes, M\$ 1.393.348 en los pasivos corrientes y de M\$ 0 en los pasivos no corrientes.

Durante el primer semestre de 2014, ingresó al perímetro de consolidación del Grupo Enersis Américas la sociedad Inversiones GasAtacama Holding Limitada, como consecuencia de la compra realizada por Endesa Chile S.A. del 50% de participación en dicha sociedad, el 22 de abril de 2014 (ver Nota 6).

En virtud de esta operación, se incorporaron al Grupo, en calidad de filiales, la sociedad Inversiones GasAtacama Holding Limitada, GasAtacama S.A., GasAtacama Chile S.A., Gasoducto TalTal S.A., Progas S.A., Gasoducto Atacama Argentina S.A., Atacama Finance Co., GNL Norte S.A. y Energex Co.

El ingreso de Inversiones GasAtacama Holding Limitada al perímetro de consolidación del Grupo Enersis Américas supuso un aumento en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 198.924.289 en los activos corrientes, M\$ 221.471.415 en los activos no corrientes, M\$ 69.989.919 en los pasivos corrientes y de M\$ 35.672.488 en los pasivos no corrientes.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%

Aunque el Grupo posee, directa e indirectamente, un 48,48% de participación en las sociedades Comercializadora de Energía S.A. (en adelante "Codensa") y Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante "Emgesa") en Colombia, estas compañías tienen la consideración de "sociedades filiales" ya que Enersis Américas, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre las mismas. El Grupo mantiene un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

2.4.3 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%

Aunque el Grupo Enersis Américas posee una participación superior al 50% en Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (en adelante "Aysén"), tiene la consideración de "negocio conjunto" ya que el Grupo, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, ejerce el control conjunto de la citada sociedad.

Al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos de Aysén han sido reclasificados como activos mantenidos para distribuir a los propietarios. De la misma forma, sus resultados por los ejercicios 2015, 2014 y 2013 han sido reclasificados a operaciones discontinuadas. (ver nota 3.k y 5.1).

2.5 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

Son sociedades asociadas aquellas en las que Enersis Américas, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre dichas políticas. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee una participación superior al 20% (ver Nota 3.i).

Por otra parte, se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las el grupo ejerce control gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- **Negocio conjunto:** acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad.
- **Operación conjunta:** acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Enersis Américas actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

En el Anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enersis Américas con cada una de dichas sociedades.

2.6 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las sociedades filiales se consolidan, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra Grupo.

Los resultados integrales de las sociedades filiales, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades filiales se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable estos montos.

Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del ejercicio.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.

3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:

a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).

c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.

d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 26.2).

4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "Otras reservas". El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

3. Criterios Contables Aplicados

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados adjuntos, han sido los siguientes:

a) Propiedades, planta y equipo

Las Propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. (ver nota 17 b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver nota 17 b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 24).

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor valor de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien o su capacidad económica, se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en resultados como costo del período en que se incurren.

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro explicado en la Nota 3.e) considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Las siguientes son las principales clases de propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas correspondientes a las sociedades continuadoras.

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 80
Planta y equipos	3 – 75
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 25
Instalaciones fijas y accesorios	5 – 15
Vehículos de motor	5 – 20
Otros	1 – 20

Adicionalmente, para más información, a continuación se presenta una mayor apertura para la clase Plantas y equipos:

Intervalo de años de vida útil estimada	
Instalaciones de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	20 – 75
Equipo electromecánico	24 – 33
Centrales Térmicas	11 – 40
Renovables	10 – 25
Líneas de transporte	21 – 39
Instalaciones distribución:	
Red de alta tensión	35 – 40
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 35
Subestaciones primarias	15 – 40

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida.

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las compañías eléctricas del Grupo, a continuación se presenta detalle del período restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	72 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	8 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	72 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	72 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	12 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	16 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	5 años
Compañía de Interconexión Energética S.A CIEN (Línea 2)	Brasil	2002	20 años	7 años

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional. Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 3.d.1).

El 19 de abril de 2011, la filial CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado).

Bajo este esquema sus concesiones califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil. Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

b) Propiedad de inversión

El rubro “Propiedad de inversión” incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

Una propiedad de inversión se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de propiedades de inversión, se reconocen en los resultados del ejercicio y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

El valor razonable de los inmuebles de inversión se desglosa en la Nota 18.

c) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre los activos netos adquiridos de la filial, todo medido a valor razonable en la fecha de adquisición. En el caso de que la determinación definitiva de la plusvalía se realice en los estados financieros del año siguiente al de la adquisición de la participación, los rubros del ejercicio anterior que se presentan a efectos comparativos se modifican para incorporar el valor de los activos adquiridos y los pasivos asumidos y de la plusvalía definitiva desde la fecha de adquisición de la participación.

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a pesos chilenos al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (ver Nota 3.e).

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la letra e) de esta Nota.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles, se reconocen en los resultados del ejercicio y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

d.1) Concesiones

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios". Esta interpretación contable aplica si:

a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y

b) La concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera - cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma, como un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o como un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero. Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 3.m).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 no se activaron gastos financieros.

Las filiales de Enersis Américas que han reconocido un activo intangible por sus acuerdos de concesión son las siguientes:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Ampla Energia e Serviços S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1996	30 años	11 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1997	30 años	12 años

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por las filiales son incondicionales, se ha reconocido un activo financiero disponible para la venta (ver Nota 3.g.1 y Nota 9).

d.2) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo registra como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

d.3) Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

e) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGEs a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren, en general, los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Al cierre de 2015 y 2014, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)	
		31-12-2015	31-12-2014
Chile	Peso chileno	4,5% - 5,1%	2,2% - 5,0%
Argentina	Peso argentino	11,1%	6,9% - 7,7%
Brasil	Real	4,1% - 5,6%	5,0% - 5,9%
Perú	Sol	3,1% - 4,8%	3,4% - 4,4%
Colombia	Peso colombiano	3,5% - 5,2%	4,3% - 5,3%

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas en 2015 y 2014 fueron las siguientes:

País	Moneda	Diciembre 2015		Diciembre 2014	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	8,1%	12,7%	7,9%	13,0%
Argentina	Peso argentino	32,7%	39,4%	23,3%	38,9%
Brasil	Real	11,1%	21,1%	9,7%	22,7%
Perú	Sol	7,3%	13,5%	7,3%	14,3%
Colombia	Peso colombiano	8,5%	15,1%	8,0%	13,3%

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en periodos anteriores, son revertidas cuando se presentan indicios de que esta pérdida ya no existe o podría haber disminuido, aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el ajuste contable. En el caso de la plusvalía, los ajustes contables que se hubieran realizado no son reversibles.

f) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enersis Américas analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el cumplimiento del contrato depende del uso de un activo específico y si el acuerdo transfiere el derecho de uso del activo. Si se cumplen ambas condiciones, se separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados al acuerdo.

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

g) Instrumentos financieros.

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

g.1) Activos financieros no derivados.

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Nota 14) y las mantenidas para la venta, en cuatro categorías:

- **Préstamos y cuentas por cobrar:** las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar a empresas relacionadas se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

- **Inversiones mantenidas hasta el vencimiento:** Aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio y activos financieros de acuerdo a CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (ver Nota 9).

Estas inversiones figuran en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en la ganancia o pérdida del ejercicio.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del ejercicio.

Las compras y ventas de activos financieros se contabilizan utilizando la fecha de negociación.

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Para determinar la necesidad de realizar un ajuste por deterioro en los activos financieros, se sigue el siguiente procedimiento:

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría “Préstamos y cuentas por cobrar”, tanto en el segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 10).
- Para el caso de los activos financieros con origen financiero, que se incluyen dentro de las categorías “Préstamos y cuentas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se mide como la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original (ver Notas 9 y 22).
- Para el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3.g.1.

g.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.g.1).

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 22, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si es negativo en el rubro "Otros pasivos financieros". Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro "Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar" y si es negativo en el rubro "Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar".

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- **Coberturas de valor razonable:** La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.
- **Coberturas de flujos de efectivo:** Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada "Coberturas de flujo de caja". La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del subyacente directamente atribuibles al riesgo cubierto, se compensan con los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura, con una efectividad comprendida en un rango de 80%-125%.

La Sociedad no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiéndose por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.
- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” que mantiene formalizados el Grupo, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

La Sociedad también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aún retenidos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- La sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que la Sociedad retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver 3.g.1.)

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado.

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- existe un derecho, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

g.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiéndose como tales las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los contratos de garantías financieras se valoran al mayor de:

- el valor determinado de acuerdo con la política contable de la Nota 3.m; y
- el valor inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada.

h) Medición del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo "Bloomberg".

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

Al medir el valor razonable el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;
- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía;
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o "Debt Valuation Adjustment (DVA)" y el riesgo de contraparte o "Credit Valuation Adjustment (CVA)". La medición del "Credit Valuation Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.
- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 22.3

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas, se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores de deterioro.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

En el Anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos", se describe la relación de Enersis Américas con cada una de estas entidades.

j) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

k) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

El Grupo clasifica como activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, las propiedades, plantas y equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta, o para su distribución a los propietarios, y se estima que es altamente probable que la operación se concrete durante el periodo de doce meses siguientes a dicha fecha.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se valorizan al menor de su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta, y dejan de amortizarse desde el momento en que adquieren esta clasificación.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios se valorizan al menor valor entre su monto en libros y su valor razonable menos los costos de la distribución.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta, o dejen de formar parte de un grupo de elementos enajenables, son valorados al menor de su valor contable antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en la que van a ser reclasificados a Activos no corrientes.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: Los activos en una única línea denominada “Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios” y los pasivos también en una única línea denominada “Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta”.

A su vez, una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido vendido o se ha dispuesto de él por otra vía, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;
- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o
- es una entidad filial adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada “Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas”, incluyendo asimismo la plusvalía o minusvalía después de impuestos generada por la operación de desinversión, una vez que la misma se ha materializado.

I) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro “Patrimonio Total” del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: “Ganancias (pérdida) acumuladas”, sin afectar la ganancia o pérdida del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2015 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante los ejercicios 2015 y 2014 transacciones con acciones propias.

m) Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada período de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requerirá un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones son reconocidos inmediatamente.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro "Provisiones por beneficios a los empleados" del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro "Otros activos financieros" del estado de situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 "NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su iteración".

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, incluido en límite establecido en la CINIIF 14, se registran directamente como componente de "Otro resultado integral".

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto conforme los empleados prestan sus servicios.

n) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el ejercicio, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada ejercicio, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos de sus filiales que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se registran como un componente de "Otro Resultado Integral", netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos a largo plazo.

p) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Como excepción al criterio antes descrito y conforme a lo establecido en el Oficio Circular N° 856 de la SVS, emitido con fecha 17 de octubre de 2014, las variaciones en los activos y pasivos por impuestos diferidos que surgieron como consecuencia del incremento progresivo en la tasa de impuesto a las ganancias introducido por la Ley 20.780, de fecha 29 de septiembre de 2014, y que afectan las compañías Chilenas del Grupo Enersis Américas, han sido registradas directamente en Patrimonio (ganancias acumuladas). (Ver Nota 19.c).

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios; y
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, y se efectúan correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

q) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias del Grupo durante el ejercicio, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad.

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo y, en función del tipo de transacción, se siguen los siguientes criterios para su reconocimiento:

- Generación y transmisión de energía eléctrica: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal determinado en el mercado spot, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Nota 2.3).
- Distribución de energía eléctrica: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el ejercicio, a los precios establecidos en los respectivos contratos o los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación de la energía suministrada aún no leída en los medidores del cliente (ver Nota 2.3).

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera. Cuando el resultado de una transacción que implique la prestación de servicios no puede ser estimado en forma fiable, se reconocen ingresos por la cuantía en que los gastos reconocidos se consideran recuperables.

Los ingresos ordinarios procedentes de la venta de bienes se contabilizan atendiendo al fondo económico de la operación y se reconocen cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- se han transferido al cliente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes;
- la entidad no conserva para sí ninguna implicación en la gestión de los bienes vendidos, en el grado usualmente asociado con la propiedad, ni retiene el control efectivo sobre los mismos;
- el monto de los ingresos ordinarios puede medirse con fiabilidad,
- es probable que los beneficios económicos asociados con la transacción fluyan hacia la entidad; y
- los costos incurridos, o por incurrir, asociados con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad.

Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

En contratos en los que el Grupo realizará múltiples actividades generadoras de ingresos (contratos de elementos múltiples), los criterios de reconocimiento será de aplicación a cada componente separado identificable de la transacción, con el fin de reflejar la sustancia de la transacción, o de dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas de tal manera que el efecto comercial no puede ser entendido sin referencia al conjunto completo de transacciones. El Grupo excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

Los intercambios o permutas de bienes o servicios por otros bienes o servicios de naturaleza y valor similar, no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios.

El Grupo registra por el monto neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros, se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el ejercicio de devengo correspondiente.

Los gastos se reconocen atendiendo a su devengo, de forma inmediata en el supuesto de desembolsos que no vayan a generar beneficios económicos futuros o cuando no cumplen los requisitos necesarios para registrarlos contablemente como activo.

r) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del ejercicio atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo, si en alguna ocasión fuere el caso.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, respectivamente, deducido la parte del mismo correspondiente a las participaciones no controladoras, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo.

Durante los ejercicios 2015, 2014 y 2013, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

s) Dividendos

El artículo N° 79 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enersis Américas, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" y en el rubro "Cuentas por pagar a entidades relacionadas", según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor "Patrimonio Total" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

t) Gastos de emisión y colocación de acciones

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta "Primas de emisión", netos de los efectos fiscales que corresponda. En el caso que la cuenta primas de emisión no tenga saldo, o que los costos señalados excedan su monto, éstos se registran en "Otras reservas".

u) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el ejercicio, determinados por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiación:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

4.1 Operaciones Continuas

a) Marco regulatorio:

Argentina

Argentina ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde que se produjo la crisis en el año 2002. Inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidoras se obtenía de un cálculo centralizado del precio "spot". Por su parte, el precio de compra de las distribuidoras era el promedio previsto para los próximos 6 meses, denominado Precio Estacional. Las diferencias entre el precio estacional (precio de compra) y el precio spot real (precio de venta) se liquidaban con cargo al Fondo Estacional que gestiona la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad (CAMMESA).

Sin embargo, después de la crisis de 2002, la autoridad modificó el criterio de fijación del precio interviniendo el sistema marginalista. Primero, mediante el cálculo del precio marginal sin considerar restricciones de gas. En efecto, a pesar de que el despacho de generación todavía se basa en los combustibles reales utilizados, la Resolución SE 240/2003 establece que para el cálculo del precio marginal se deben considerar todas las unidades de generación como si no tuvieran las restricciones vigentes de suministro de gas natural. Además, el valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. Y segundo, mediante el establecimiento de un límite en el precio spot de 120 Ar\$/MWh. No obstante, los costos variables reales de las unidades térmicas que emplean combustibles líquidos son pagados por CAMMESA a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho.

Además de lo anterior, con base en la pesificación y devaluación de la economía, el pago por capacidad se redujo de 10 dólares estadounidenses a 10 pesos por MWhrp. Posteriormente, el pago por capacidad ha aumentado ligeramente a 12 pesos.

Por otra parte, la congelación de los precios que abonan las distribuidoras provocó un desfase frente a los costos reales de la generación, lo que significó que dichos costos se recuperaran a través de diversos tipos de acuerdos particulares en base a la normativa vigente.

En este contexto, el Gobierno anunció en 2012 su intención de modificar el actual marco regulatorio por uno basado en costo medio.

En marzo de 2013, se publicó la Resolución N° 95/2013 que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y fijó nuevos precios para la potencia según el tipo de tecnología y la disponibilidad y estableció nuevos valores para la remuneración de costos variables no combustibles, además de contemplar una remuneración adicional por la energía generada.

En mayo de 2013 las generadoras del Grupo (Central Costanera, Hidroeléctrica El Chocón, y Dock Sud) adhirieron a los términos de la Resolución SE 95/2013

La citada Resolución marca el final del concepto marginalista como sistema de remuneración en el mercado de generación de electricidad argentino y define, en su lugar, una remuneración por tipo de tecnología y tamaño de las centrales, fijando para cada caso un reconocimiento de costos fijos (que se determinará en función del cumplimiento de disponibilidad) y costos variables más una remuneración adicional (estos dos conceptos se determinarán en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolidará en un fideicomiso para inversiones futuras.

En principio la gestión comercial y el despacho de combustible se centralizará en CAMMESA; los Contratos del Mercado Término no pueden ser prorrogados ni renovados y los Grandes Usuarios, una vez finalizados sus respectivos contratos, deberán adquirir su demanda de CAMMESA. No obstante, la Secretaría de Energía a través de la Nota SE 1807/13 abrió la posibilidad de que los Generadores puedan manifestar su intención de seguir manejando la gestión de cobranzas de la totalidad de su cartera de contratos, de esta manera se garantiza cierta caja y la permanencia de la relación con el cliente.

Adicionalmente es importante mencionar que en el caso de Central Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Combinados (hasta el año 2015) y de las Unidades Turbovapor (hasta el año 2019), que permitirán a la empresa implementar un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento. Los acuerdos también contemplan el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement –LTSA-) de los ciclos combinados de la central.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 529/2014, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2013 según Resolución 95/2013. Se incrementó en 25% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas. Los costos variables se ajustaron 41% para plantas térmicas y 25% para hidráulicas y se fijó una remuneración variable nueva por operar con biodiesel. La remuneración adicional aumentó 25% para los térmicos y se creó un nuevo cargo para mantenimientos no recurrentes de 21\$Arg/MWh para los ciclos combinados y 24\$Ar/MWh para el resto de la generación térmica. Esta resolución es retroactiva desde Febrero de 2014.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 482/2015, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2014 según Resolución 529/2014. Se incrementó en 28% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas y un 64% para centrales hidráulicas medianas. Los costos variables se ajustaron 23%, se exceptúa del pago del cargo variable de transporte eléctrico a las centrales hidroeléctricas y se establece un nuevo esquema de incentivos a la producción y la eficiencia operativa para centrales térmicas. La remuneración adicional aumentó 26% para los térmicos y 10% para las centrales hidráulicas medianas. El cargo para mantenimientos no recurrentes de centrales térmicas se incrementan un 17% y se crea el mismo concepto para las centrales hidráulicas en 8 \$/MWh. Finalmente, crea un nuevo cargo, de 15,8 \$/MWh para centrales térmicas y 6,3 \$/MWh para centrales hidráulicas, con el objetivo de financiar inversiones, el cual será de aplicación de febrero de 2015 hasta diciembre de 2018 solo para aquellos generadores que participen en los proyectos. La nueva generación tendrá una remuneración adicional igual al 50% de la remuneración adicional directa según tecnología por el lapso de 10 años. Esta resolución es retroactiva desde Febrero de 2015.

Brasil

Las legislaciones de Brasil permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de empresa en competencia para la actividad de Generación y definen criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la libre competencia.

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias —PLD—, el cual tiene en cuenta la curva de aversión al riesgo de los agentes.

Los agentes de Generación están habilitados para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre apunta al segmento de grandes usuarios, con límite 3.000 kW o 500 si compran ERNC.

En el ambiente de contratación libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cambio, en el ambiente de contratación regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por ANEEL. De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Estos últimos contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía vieja consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la autoridad define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

El 25 de noviembre de 2014, ANEEL aprobó los nuevos límites del PLD para el año 2015. Se cambiarían los límites máximo (disminución de 823 para 388 R\$/MWh) y mínimo (aumento de 16 para 30 R\$/MWh). La decisión fue resultado de un amplio debate, que comenzó con la Consulta Pública n. 09/2014 y más tarde la Audiencia Pública n. 54/2014.

El principal efecto del nuevo límite es reducir el impacto financiero de las distribuidoras a posibles riesgos futuros de exposición contractual de energía al mercado spot, donde en 2014 el precio spot estuvo al máximo en gran parte del año. Desde el punto de vista de generación el nuevo precio máximo también resulta en mitigación de riesgos de exposición económica y financiera no recuperable, cuando la producción está por debajo de los valores contractuales. Por otro lado se reduce la posibilidad de vender energía libre con mayores precios, los generadores hoy pueden dividir su energía libre entre los meses del año (racionalización) de modo a poder potenciar sus ingresos poniendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.

Anualmente, ANEEL ratifica vía resolución los valores mínimos y máximos del PLD, con lo que para 2016 los máximo y mínimo de PLD están fijados en R\$422,56/MWh y R\$30,25/MWh, respectivamente. Dichos PLDs consideran la estimación de costos de la mega hidro de Itaipú, la cual tendrá en 2016 una tarifa de 25,78 USD/kW.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits en 2014, ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios en 2015 (Marzo para Ampla y Abril para Coelce). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA) Objetivan mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario por la vía de permitir ganancias tarifarias debido a los costos de la Parcela A.

La Cuenta de Compensación de Valores ("CVA", por su sigla en portugués) ayuda a mantener la estabilidad en el mercado y permite la creación de costos diferidos, que es compensado a través de ajustes tarifarios basados en las tasas necesarias para compensar los déficits del año anterior.

En Diciembre de 2014 las distribuidoras en Brasil, incluidas Ampla y Coelce, firmaron una adición al contrato de concesión que permite que estos activos regulatorios (CVA's y otros) sean parte de los activos indemnizables al fin de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación través de las tarifas. Así, de acuerdo con las reglas del IFRS, se permiten la contabilización de los dichos activos/pasivos regulatorios.

En 2014, Brasil siguió con sequía. En noviembre el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses atingirán un 1% debajo de lo último racionamiento. Sin embargo, el Gobierno afirma la existencia de no riesgo en el suministro.

Para cubrir el sobrecosto de energía el gobierno ha creado la cuenta ACR a través de préstamos bancarios a abonar dentro de dos años por la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014 los distribuidores utilizaran un monto aproximado de 18 mil millones de reales de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit. En marzo de 2015 fue aprobado un nuevo préstamo a la cuenta ACR, para cubrir el déficit de noviembre y diciembre de 2014. Fue aprobado también un alargamiento del plazo de pago de todos los préstamos, que ahora deberán ser pagos en 54 meses a partir de noviembre 2015

En función de los descalces entre los costes reconocidos en tarifa y el real ajenos a la gestión de la distribuidora, e intensificados por los costes implícitos de la sequía, ANEEL, en Enero de 2015, empezó a aplicar un sistema (conocido por las Banderas Tarifarias) de cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores, siempre que el coste marginal del sistema alcance niveles por encima del estándar reglamentario. El objetivo del regulador es darle al consumidor una señal económica del costo de la generación ya en el mes subsecuente, anticipándole al Distribuidor un monto (de derecho) que éste solo lo tendría en el próximo evento tarifario.

Dicho mecanismo, descrito abajo, está compuesto por tres niveles de banderas: el rojo, amarillo y verde.

	Descripción	Aplicada cuando CMO..(R\$/MWh)	Adicional en Tarifa (R\$/MWh)
Verde	Condiciones favorables de generación de energía	<200	Sin adicional
Amarilla	Condiciones de generación menos favorables	>200<388,48	+ 0,025
Roja	Condiciones más costosas de generación	>388,48	+ 0,045

Desde Enero hasta el momento, los valores han estado cambiando en función de nuevas expectativas de costes futuro de la generación.

En resumen, con este mecanismo el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico. O sea, los consumidores se den cuenta de un reajuste tarifario menor, puesto que ya están pagando un mayor valor durante el mes.

Sin embargo, sigue en discusión entre ANEEL, Agentes y Sociedad el perfeccionamiento del mecanismo de las banderas, a través de una audiencia pública iniciada el 15 de Diciembre de 2015. El principal cambio es que ANEEL propone subdividir la bandera roja en dos niveles a partir de febrero de 2016. En línea con lo anterior, en búsqueda de una solución para los impactos incurridos por la sequía, ANEEL recién (noviembre 2015) aprobó las condiciones para una "renegociación" del riesgo hidrológico con los agentes de generación participantes del Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE) que hasta entonces estaba pendiente. Sin embargo, queda pendiente la aprobación de la Medida Provisoria por parte del Senado. Actualmente, hay una gran parte de generadores con decisiones judiciales preliminares que limitan su riesgo y transfieren parte de los costes para los consumidores.

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, hasta el momento se han realizado en Brasil seis subastas con energía asignada:

- 01 subasta A-1: 1.954 MW-medios, asignados a Hidro (94%), Biomasa (4%) y Gas (2%); desde 1 a 3 años de suministro de energía.
- 04 subastas A-3:
 - 97 MW-medios, asignados a las Eólicas (30%) y Biomasa (70%), a un precio promedio 200 R\$/MWh;
 - 233 MW-medios, asignados al Solar a un precio promedio 301,8 R\$/MWh;
 - 314,3 MW-medios, asignados a las Eólicas (72%), Hidro (15%), Gas (7%) y Biomasa (6%) a un precio promedio 189 R\$/MWh.
 - 508 MW-medios, asignados a las Eólicas (52%) y Solar (48%), a un precio promedio 249 R\$/MWh.
- 01 subasta A-5: con 1.160 MW-medios, asignados a Gas (73%), Hidro (20%) y Biomasa (7%) a un precio promedio 259,2 R\$/MWh.

Adicionalmente, se realizó una Subasta de Contratación de Concesiones de Centrales Hidroeléctricas a través del régimen de cuota, en la cual el vendedor adjudica su energía firme (3.223 MW-medios) y potencia (6.061 MW) por un Ingreso Anual de la Operación en Generación.

Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)

Creada por la Ley 10.438/2002, la CDE es un fondo del gobierno que tiene como finalidad proporcionar el desarrollo de energía de fuentes alternativas, promueve la globalización del servicio de la energía y subsidia a los clientes residenciales de bajos ingresos. El recaudo hacia dicho fondo se hace a través de un cargo en la tarifa de los consumidores y generadores.

Prorrateo por temas judiciales

A finales de septiembre ANEEL, en función de algunas decisiones judiciales referente a la suspensión de cobro de parte del cargo CDE hacia algunos industriales (los asociados de Abrace), ANEEL tuvo que recalcular el prorrateo entre los demás. A pesar de tener el traspaso de ítems de la Parcela A, el déficit generado por las pérdidas de los ingresos será incluido en el próximo reajuste de tarifas de las distribuidoras.

CDE 2016

El 15 de Diciembre de 2015, ANEEL inició una audiencia pública para discutir, con los agentes y sociedad, el presupuesto económico del fondo CDE para el 2016.

La propuesta preliminar de ANEEL es reducir un 36% el presupuesto del cargo CCC debido a cortes por eficiencia, conllevando hacia un menor cargo en la tarifa final del consumidor.

El plazo para las contribuciones es hasta el 15 de enero de 2016.

Prórroga de los Contratos de Concesión de Distribuidoras

A partir de septiembre de 2012, las concesiones de distribución bajo el Art22 de la Ley 9.074/1995 podrán ser prorrogadas a criterio del Poder Concedente, por única vez, por un plazo máximo de 30 años, de forma a asegurar la continuidad, la eficiencia en la prestación del servicio, la modalidad tarifaria y el atendimento a criterios de racionalidad operacional y económica.

La mantención de la concesión para dichas distribuidoras estará condicionada a la prestación de un servicio de calidad, bajo criterios referentes a la eficiencia operacional y a la gestión económica/financiera.

El 20 de octubre ANEEL, en ámbito de audiencia pública, aprueba el "borrador" de aditivo al Contrato de Concesión y recomienda al Ministerio de Minas y Energía la prórroga de las concesiones. El 28 de Diciembre, el gobierno amplía el plazo para firma del contrato de prórroga de las concesiones debido a la complejidad de evaluación por parte de los controladores actuales - aprobando solamente la de CELG.

Generación Distribuida

El 24 de Noviembre, ANEEL aprobó vía Audiencia Pública la normativa de Microgeneración y minigeneración distribuida vía un mecanismo de compensación de energía.

En mayo de 2015, el regulador inició un proceso de Audiencia Pública con la sociedad para cambiar la normativa referente a la micro y mini generación distribuida con el objetivo de hacerla más viable. Lo relevante es que se permite que se instalen sistemas de generación (de cualquier fuente renovable, hasta 3MW para hidros y 5MW para otras fuentes) en locales distintos de donde está la carga.

Colombia

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidió la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

El mercado eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales o a través de un mercado de corto plazo denominado bolsa de energía, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Además, para promover la expansión del sistema, se realizan subastas de largo plazo de Energía Firme, dentro del esquema de Cargo por Confiabilidad. La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Perú

La Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28.832), la Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, la Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) y su Reglamento, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, y el Decreto Legislativo 1221 que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú son las normas principales que integran el marco regulatorio para el desarrollo de las actividades eléctricas en Perú.

La Ley 28.832, tiene como objetivos asegurar en forma suficiente una generación eficiente que reduzca el riesgo de volatilidad de precios y el racionamiento, propiciando un establecimiento de precios de mercado basados en la competencia, planificar y asegurar un mecanismo que garantice la expansión de la red de transmisión, así como permitir también la participación de los Grandes Usuarios Libres y Distribuidores en el mercado de corto plazo. En este sentido, con la finalidad de incentivar las inversiones en generación eficiente y la contratación con empresas distribuidoras, se promovieron licitaciones de contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes. Al respecto, las empresas distribuidoras deben iniciar los procesos de licitación por lo menos con tres años de anticipación a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura.

La expansión de la transmisión debe ser planificada mediante un Plan de Transmisión de carácter vinculante, elaborado por el COES SINAC y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas previa opinión favorable de Osinergmin. Se distinguen dos tipos de instalaciones: a) El Sistema Garantizado de Transmisión, que es remunerado por la demanda y b) El Sistema Complementario de Transmisión, que es remunerado en forma compartida por los generadores y la demanda.

En cuanto al COES SINAC, éste organismo tiene por finalidad coordinar la operación al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, planificar la Transmisión y administrar el Mercado de Corto Plazo. Está conformado por los Generadores, Transmisores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres (usuarios con demandas iguales o superiores a 10 MW), integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Los generadores pueden vender su energía a: (i) Empresas Distribuidoras por medio de contratos licitados o contratos bilaterales regulados, (ii) Clientes libres y (iii) Mercado Spot donde se transan excedentes de energía entre compañías generadoras. Los generadores también obtienen un pago por la potencia firme que aportan al sistema, pago que es independiente de su despacho.

La formación del precio spot en Perú no refleja necesariamente los costos del sistema, al definirse un costo marginal idealizado, considerando que no existen las actuales restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad; y, de la misma forma, al definir un precio techo para el mercado. Esto fue establecido en una normativa de emergencia surgida en 2008 (Decreto de Urgencia 049 de 2008) y se mantendrá, al menos, hasta finales de 2016.

El Decreto Legislativo 1221, publicado el 24 de septiembre de 2015, modifica aspectos del marco vigente, entre los cuales se mencionan los siguientes:

- En las tarifas de distribución, el cálculo del VAD (Valor Agregado de Distribución) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR) se efectuará individualmente para cada empresa de Distribución con más de 50 mil clientes.
- El Ministerio definirá una Zona de Responsabilidad Técnica (ZRT) para cada Distribuidor, considerando preferentemente el ámbito de las Regiones donde opera (próximas a su zona de concesión). Las obras ejecutadas en las ZRT deberán ser aprobadas por el Distribuidor, y éste tendrá la prioridad para ejecutarlas o podrán serles transferidas posteriormente. Se reconocerá un VAD por inversión y costos reales auditados (con un tope máximo).
- Incorpora al VAD un cargo para la Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética en Distribución.
- Incorpora un factor de ajuste al VAD que promueve la calidad del servicio en Distribución.
- Establece la obligación de los Distribuidores de garantizar por 24 meses su demanda regulada.
- Obligación del Distribuidor de efectuar obras de electrificación de habilitaciones urbanas o efectuar la devolución de la contribución a partir de que se alcance un 40% de habitabilidad.
- En cuanto a las concesiones, limita a 30 años aquellas derivadas de licitaciones, necesidad de informe favorable de gestión de cuencas para la generación hidráulica, otorgamiento y caducidad por Resolución Ministerial.

- Establece condiciones para la generación distribuida de energías renovables no convencionales y cogeneración, que les permita inyectar excedentes al sistema de distribución sin afectar la seguridad operacional.

Se espera que la publicación de los reglamentos derivados de este Decreto sea efectuada durante los primeros meses del 2016, para su posterior implementación.

Energías renovables no convencionales

- En Brasil, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por EPE, la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.
- En Colombia, en 2001 se expidió la Ley 697 que creó el PROURE (Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energías No Convencionales - ERNC), posteriormente se definieron sendas indicativas para las ERNC del 3.5% en 2015 y del 6.5% en 2020. En 2014 se promulgó la Ley 1715, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2469 de 2014 el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Así mismo, la CREG publicó la resolución 24 de 2015 que regula la actividad de autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la resolución 281 de 2015 que define el límite de autogeneración a pequeña escala igual a 1MW. Adicionalmente, la CREG expidió la resolución 11 de 2015 que promueve mecanismos de respuesta de la demanda. En 2015 la CREG publicó la Resolución 138 que modifica el esquema de remuneración del cargo por confiabilidad para las plantas menores. La nueva normativa establece que dichas plantas pertenecerán al esquema centralizado del cargo y deberán declarar ENFICC para tener asignaciones de OEF. Si la diferencia entre la generación real y programada de dichas plantas es menor al +/-5%, podrán mantener el esquema de remuneración actual. Mediante la Resolución CREG 177 de 2015 se definió un periodo de transición hasta junio 2016 para la aplicación de esta medida. El Ministerio de minas y Energía expidió en 2015 el Decreto 1623 que reglamenta las políticas de expansión de cobertura y el Decreto 2143 de 2015 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley 1715.
- En Perú, existe un porcentaje objetivo del 5% de participación de ERNC en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el Osinergmin, realiza subastas diferenciadas por tecnología para cumplirlo.
- En Argentina, el 21 de octubre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial la nueva ley 27.191 de Energías Renovables en la Argentina, modificatoria de la ley vigente Ley N° 26 190. La nueva regulación pospone para el 31/12/2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y establece como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación de en el año 2025 fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La sancionada Ley crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras, otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31/12/2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a 113 US\$/MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos. Se encuentra pendiente la reglamentación de la ley.

Límites a la integración y concentración

En general, en todos los países existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones están sujetas a autorización. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, por otro lado para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

Mercado de clientes no regulados

En todos los países las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 3.000 kW o > 500 kW ⁽¹⁾
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW ⁽²⁾

(1): El límite > 500 kW se aplica si se compra energía proveniente de fuentes renovables, las cuales son incentivadas por el Gobierno mediante un descuento en los peajes.

(2): En abril de 2009 se estableció que los clientes entre 200 y 2.500 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

b) Revisiones tarifarias:

Aspectos Generales

En los países en los que el Grupo opera, el precio de venta a clientes se basa en el precio de compra a generadores más un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución. Periódicamente, el regulador fija este valor a través de procesos de revisión de tarifas de distribución. De esta forma, la actividad de distribución es una actividad esencialmente regulada.

Argentina

En Argentina la primera revisión de tarifas de EDESUR prevista para el año 2001 fue suspendida por la autoridad por la crisis económico-financiera del país, lo que significó que las tarifas estuvieron congeladas a partir de ese año. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. En 2008 se efectuó hasta la fecha el último reajuste tarifario (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) por inflación (aplicación del mecanismo de monitoreo de costos, MMC, previsto en el Acta de Acuerdo).

En noviembre de 2012 el ENRE aprobó la Resolución 347, que autorizó la inclusión en la factura de un cargo fijo, diferenciado entre distintas categorías de clientes, destinado a financiar inversiones y mantenimiento correctivo a través de un fideicomiso (FOCEDE). Asimismo, en julio de 2012, el ENRE designó un veedor en Edesur, designación que sigue vigente y que no supone la pérdida de control de la compañía.

En mayo de 2013 se publicó la Resolución SE N° 250/13 que autorizó la compensación de la deuda que Edesur registra por concepto de los ingresos derivados de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) hasta febrero de 2013, con el crédito a favor que surge del reconocimiento del MMC por los períodos semestrales comprendidos entre mayo de 2007 y febrero de 2013. Adicionalmente, la Resolución instruyó a CAMMESA a emitir a favor de Edesur las denominadas Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, por los valores excedentes de la compensación mencionada, y autorizó a CAMMESA a recibir estas liquidaciones como parte de pago de las deudas de Edesur.

Posteriormente, la Resolución SE N° 250/13 fue complementada y extendida por las notas Secretaria de Energía N°6852/2013, N° 4012 N°486 y N° 1136 hasta diciembre 2014. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. Sin embargo, a la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral (RTI) contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación a fin de adecuar los ingresos a los costos y obligaciones de EDESUR.

En marzo del 2015 la Secretaria de Energía emitió la Resolución SE N°32/2015 en la cual se establece a partir del 1° de febrero de 2015 un NUEVO CUADRO TARIFARIO TEÓRICO sin traslado del mismo a las tarifas de los clientes. La diferencia entre el cuadro teórico y el aplicado a usuarios se constituye en un ingreso adicional provisorio de la distribuidora y, siendo, esta determinada por el ENRE, y CAMMESA la encargada de transferir dichos fondos. La resolución establece que los mismos son considerados a cuenta de la futura RTI. Instruyendo a su vez al ENRE a comenzar a efectuar las acciones previas para la realización de la misma.

De igual forma, y a partir de la misma fecha, la norma establece que los fondos originados en el PUREE pasen a ser un ingreso genuino de la distribuidora como reconocimiento de mayores costos. Adicionalmente mantiene la financiación de las inversiones a través del Cargo ENRE 347/12 y de presentamos enmarcados en la Resolución SE 10/2014.

En lo que se refiere a la situación anterior al 31 de enero 2015 la norma extendió la compensación MMC-PUREE a dicha fecha y permitiendo la cancelación efectiva entre el crédito de la distribuidora con la deuda por la Factura de Energía con CAMMESA. El saldo remanente se deberá cancelar mediante un plan de pago a definir. En cuanto a la definición de la deuda entre EDESUR y CAMMESA la Secretaría de Energía definió que se determinen usando la tasa activa del Banco de la Nación Argentina tanto para los créditos como las deudas de Edesur, y sin considerar los recargos de CAMMESA previstos en Los Procedimientos.

La norma requirió a la Compañía la presentación de un Plan de Inversiones para su aprobación y realización durante el año 2015. Así como, presentar el desistimiento de las acciones judicial que se hubieran iniciado y el Compromiso sobre el Uso de los ingresos adicionales recibidos (entre ellos el no pago de dividendos).

Posteriormente, mediante la Nota SE N° 1208, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA el método para calcular las deudas que EDESUR mantiene con el MEM por las transacciones económicas de energía devengadas al 31 de enero de 2015, y su compensación con los créditos que surgen de la aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC). Como consecuencia de ello, durante el primer semestre de 2015 se reconocieron ingresos financieros netos por \$628,6 millones de pesos argentinos.

Si bien la Resolución SE N° 32/2015 representa un primer paso hacia la mejora de la situación económica de la Sociedad, la misma prevé que las inversiones sigan siendo financiadas con endeudamiento mediante mutuos con CAMMESA, restando resolver mecanismos que permitan el repago de los saldos remanentes a favor del MEM, como así también las actualizaciones de los ingresos que contemplen los aumentos en los costos operativos. Las tarifas, por su parte, permanecen congeladas desde 2008.

Adicionalmente, el ENRE informó a la Secretaria de Energía las variaciones correspondientes al Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) de los períodos nov14-abr15 (6,85%) y may15-oct15 (8,92%) en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 2° de la Resolución SE 32/15 con el fin de que dicha Secretaría proceda a actualizar los Ingresos Transitorios establecidos por el Artículo 5° de dicha resolución, en función de las variaciones producidas. Hecho que se produjo mediante las notas SE 2097 y 2157. Por otra parte, a través de la nota SE 2158 se produjo el reconociendo de los mayores costos salariales correspondientes al año 2014 que fueron efectivizados al personal durante el año 2015 (pauta por productividad año 2014).

Brasil

Por su parte, en Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Coelce cada 4 años y en Ampla cada 5 años) que corresponden a la revisión de tarifa normales (RTO) (ii) Reajustes anuales pues a diferencia de otros países, en Brasil la tarifa no se indexa automáticamente con la inflación, (IRT) y (iii) Revisiones extraordinarias (RTE), cuando se han producido eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.

En septiembre de 2012 el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 579, uno de cuyos objetivos fue reducir algunos gravámenes y recargos especiales de la tarifa eléctrica que pagaba el cliente final, y que en adelante serán cubiertos con presupuesto estatal. En enero de 2013, la Medida Provisoria se convirtió en la Ley 12.783, la que dio origen a la realización de Revisiones Tarifarias Extraordinarias, con un promedio de reducción de -18% en todo el país. Para Ampla y Coelce esta reducción tarifaria tuvo efecto desde final de enero, hasta abril de 2013 (momento en el cual entraron en vigencia los reajustes anuales respectivos).

ANEEL culminó en abril de 2014 el proceso de revisión periódica de tarifas de Ampla para el período 2014-2019, con efecto retroactivo al 15 de marzo de 2014.

El 1 de marzo de 2015, a través de la Resolución N° 1858/2015, Coelce tuvo revisión extraordinaria, cuando su tasa se incrementó en 10,28% para hacer frente a los aumentos en los cargos (Cuenta de Desarrollo Energético CDE) y los costos de compra de energía.

La última revisión tarifaria periódica de Coelce se realizó en 2015 (la primera de nuestras empresas distribuidoras en usar la nueva metodología del cuarto ciclo tarifario) para el período 2015-2019, aplicada desde el 22 de abril de 2015 y es provisional porque no se aprobaron las metodologías de revisión tarifaria en el tiempo. El aumento adicional promedio de las tarifas fue de 11,69%, según el aprobado en la Resolución N° 1882/2015. En 2016, se calculará la revisión final y las diferencias positivas y negativas derivadas de la aplicación de la nueva metodología se incluirán en el reajuste de 2016.

Ampla empezará a usar la metodología del cuarto ciclo tarifario para su revisión tarifaria en marzo de 2019, pero en marzo de 2015 tuvo un incremento promedio anual ordinario final del 37,3% (Resolución 1869/2015), esencialmente debido a incrementos en la Parte A.

Finalmente, todavía en el ámbito del 4° ciclo, se aprobó, el 17 de noviembre, el módulo 2.3 de los Procedimientos de Revisión Tarifaria -que todavía seguía pendiente-, referente al cálculo de la Base de Remuneración, en el cual se crea un Banco de Precios de Referencia para valoración de algunas partidas de la base de remuneración en las siguientes revisiones tarifarias.

Respecto a CIEN, ANEEL aprobó el resultado de la primera revisión periódica de la interconectora. Desde el 1 de julio de 2015, las tasas se ajustaron por -7,49%, según el aprobado en la Resolución n° 1.902/2015.

Colombia

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la entidad que decide y define el método por el que las redes de distribución son remunerados. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP). Hoy en día, estos cargos incluyen el valor nuevo de reposición de todos los activos existentes en funcionamiento, el AOM, así como los activos no eléctricos utilizados en el negocio de distribución.

En Colombia, los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009. Por su parte, los cargos de comercialización fueron establecidos en 1998.

La revisión de los cargos de distribución regulados se inició en el año 2013 con la publicación de las bases de la metodología de remuneración propuestas por la CREG en la resolución 043 de 2013. Dichas bases fueron complementadas con el desarrollo de los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad Distribución para el período 2015-2019 contenidos en la resolución CREG 079 de 2014.

En febrero de 2015, la CREG expidió el proyecto de Resolución 179 de 2014, en el cual se propone la metodología de remuneración de la actividad de distribución. La metodología se basa en un esquema de Ingreso Regulado. Los ingresos anuales estarán determinados por una Base Regulada de Activos (BRA) Neta y una tasa de retorno (Por definir en resolución separada) más la Recuperación del Capital. Se incluye un ingreso anual por incentivos a la eficiencia en inversiones y gastos y mejora en la calidad.

Complementariamente, la Comisión de Regulación emitió la resolución CREG 095 de 2015 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada-WACC para las actividades de Distribución y Transmisión Eléctrica, así como para Distribución y Transporte de Gas Natural.

En lo relacionado con el cargo de comercialización regulado, en enero de 2015, la CREG expidió la Resolución 180 de 2014, en la que se definió la nueva metodología de remuneración de comercialización. La aprobación de un nuevo costo base de comercialización para Codensa se realizó en Diciembre de 2015 mediante resolución CREG 120 y 191 de 2015.

Con respecto a la fórmula tarifaria, la Comisión publicó la resolución CREG 135 de 2014. Esta resolución establece las bases sobre las cuales se efectuarán los estudios para determinar la fórmula del costo unitario de prestación del servicio para el siguiente periodo tarifario.

Perú

Al igual que en Chile, en Perú se realiza un proceso para la determinación de VAD cada 4 años, también utilizando la metodología de empresa modelo según área típica. En octubre de 2013 el OSINERGMIN publicó la Resolución 203/2013 que fija las tarifas de distribución de Edelnor para el periodo noviembre 2013 a octubre 2017.

4.2 Operaciones Discontinuas

a) Marco regulatorio:

Chile

En Chile, el sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1997. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Energía que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética y agrupa bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro de Energías Renovables (CER), el que en noviembre de 2014 fue reemplazado por el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES). La ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en cuatro sistemas eléctricos: SIC (Sistema Interconectado Central), SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SIC, principal sistema eléctrico, se extiende longitudinalmente por 2.400

km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. El SING cubre la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km donde se encuentra gran parte de la industria minera. El 8 de enero de 2014 se aprobó el proyecto de ley que permitirá la interconexión del SIC con el SING.

En la organización de la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades que son: Generación, Transmisión y Distribución, las que operan en forma interconectada y coordinada, y cuyo principal objetivo es el de proveer energía eléctrica al mercado, al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica. Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, las compañías involucradas en la Generación y Transmisión en un sistema eléctrico interconectado deben coordinar sus operaciones en forma centralizada a través de un ente operador, el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CDEC planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores.

Por tanto, la decisión de generación de cada empresa está supeditada al plan de operación del CDEC. Cada compañía, a su vez, puede decidir libremente si vender su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot.

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

(i) Empresas Distribuidoras para el suministro a sus Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 500 kW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Hasta enero de 2015, los clientes con una capacidad conectada entre 500 kW y 2.000 kW podían elegir su condición entre libres y regulados. El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial una modificación legal que incrementó el límite de 2.000 kW a 5.000 kW. Los alcances de esta modificación legal se incluyen más adelante.

Hasta 2009, el precio de la energía de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados tenía un valor máximo que se denomina precio de nudo, el que es regulado por el Ministerio de Energía. Los precios de nudo son determinados cada seis meses (abril y octubre), en función de un informe elaborado por la CNE, sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema en los siguientes 48 meses, en el caso del SIC, y de 24 meses, en el del SING. A partir de 2010, y a medida que la vigencia de los contratos a precio de nudo se van extinguiendo, este precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras es reemplazado por el resultado de licitaciones que se llevan a cabo en un proceso regulado, con un precio máximo definido por la autoridad cada seis meses.

(ii) Clientes libres: Corresponden a aquellos clientes que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 kW, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores o bien, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen. Según se señaló anteriormente, este límite de 5.000 kW rige a partir de enero de 2015.

(iii) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el CDEC para lograr la operación económica del sistema, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CDEC. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el CDEC en forma anual, del cual se obtiene la potencia firme para cada central, valor que es independiente de su despacho.

A partir de 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deben disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda proyectada a tres años, para lo cual se deben realizar licitaciones públicas de largo plazo. Este plazo de tres años cambió a cinco años, a raíz de la modificación legal publicada en enero de 2015.

El 15 de mayo de 2014, el Ministro de Energía presentó la “Agenda de Energía”, documento que contiene los lineamientos generales de política energética a llevar a cabo por el nuevo gobierno.

El 29 de septiembre de 2014 se publicó en el Diario Oficial la Reforma Tributaria, la que incluyó la creación del denominado impuesto verde que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂). Para las emisiones de CO₂, el impuesto será equivalente a 5 US\$/tonelada.

El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial la Ley 20.805 que introduce una modificación legal relativa a los procesos de licitación de energía destinada al consumo de los clientes regulados. Entre los cambios introducidos por esta modificación, se destacan, una mayor participación de la CNE en estos procesos, el aumento de tres a cinco años de la anticipación para el llamado a una licitación, duración del contrato de suministro de hasta 20 años, la incorporación de un precio oculto o precio de reserva como precio techo de cada licitación, la posibilidad de postergar la entrega del suministro por parte de un adjudicatario en el caso de fuerza mayor, la incorporación de licitaciones de corto plazo, el tratamiento de la energía sin contratos y el incremento del límite para calificar como cliente regulado de 2.000 a 5.000 kW.

Energías renovables no convencionales

Chile. En abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obliga a los generadores a que -al menos- un 5% de su energía comercializada con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley 20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

Límites a la integración y concentración

En Chile existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En Chile existen restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión.

En cuanto a la concentración en un sector específico, no se establecen límites cuantitativos específicos a la integración vertical u horizontal, sin perjuicio de la normativa sobre libre competencia. Por otro lado, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las empresas operadoras o propietarias de los Sistemas de Transmisión Troncal no podrán dedicarse directa ni indirectamente, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.

Mercado de clientes no regulados

En Chile las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. El límite para el mercado no regulado es >500 kW. Los clientes entre 500 y 5.000 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 5.000 kW necesariamente son clientes libres. El límite de 5.000 kW rige a partir de enero de 2015.

b) Revisiones tarifarias:

En Chile el valor agregado de distribución (VAD) se establece cada cuatro años. Para ello, el organismo regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), clasifica a las compañías de acuerdo a áreas típicas que agrupan a las empresas con costos de distribución similares. El retorno sobre la inversión de una distribuidora depende de su desempeño en relación con los estándares de la empresa modelo definida por el regulador. El 2 de abril de 2013 se publicó en el Diario Oficial el Decreto tarifario N° 1T del Ministerio de Energía, cuya vigencia tiene efecto retroactivo desde el 4 de noviembre de 2012 y regirá hasta el 3 de noviembre de 2016. El siguiente proceso de fijación de tarifas corresponderá realizarlo el 2016, para el período noviembre de 2016-noviembre de 2020.

Con fecha 27 de enero de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 9T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2014.

Con fecha 12 de mayo de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial los decretos N° 2T y N° 3T, que fijan los precios de nudo para suministros de Electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de septiembre y 1 de octubre de 2014 respectivamente

Con fecha 22 de mayo de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 9T, que fija los precios de nudo para suministros de Electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de noviembre de 2014.

Con fecha 23 de junio de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 12T, que fija los precios de nudo para suministros de Electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2015,

Con fecha 4 de agosto de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 15T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de febrero de 2015.

Con fecha 4 de noviembre de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°16T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2015.

Con fecha 26 de diciembre 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°21T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2015.

Al 31 de diciembre de 2015, nuestra filial Chilectra ha reconocido ingresos no facturados por venta de energía y potencia por M\$33.649.923, (M\$98.064.320 por el ejercicio 2014), producto de la no aplicación de decretos de precio nudo promedio (PNP), según señala el artículo 157° de la Ley N°20.018, "Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. Adicionalmente, nuestra filial Chilectra ha reconocido una provisión de gastos por M\$31.959.398, (M\$22.750.995 por el ejercicio 2014), a cancelar a las generadoras producto de los retrasos en la publicación de los decretos de precio nudo de corto plazo (PNCP) y Reliquidación de los Precios Nudo Promedio publicados en el último trimestre del año 2014 y durante el periodo 2015.

5. Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta o Mantenedos para Distribuir a los Propietarios y Operaciones Discontinuadas

5.1 Proceso de reorganización societaria

I. Antecedentes Generales

Con fecha 28 de Abril de 2015, la Sociedad informó a la SVS mediante un hecho esencial que el directorio de la compañía resolvió, por la unanimidad de sus miembros, iniciar un análisis de reorganización societaria ("reorganización") tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile, cuyo objetivo es resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivan de su compleja estructura societaria actual y la generación de valor para todos sus accionistas, manteniendo los beneficios derivados de la pertenencia al Grupo Enel SpA.

Esta reorganización societaria consta de dos fases:

- La división de Enersis, y sus filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile") y Chilectra S.A. ("Chilectra") de forma que queden separados, por un lado los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile, y
- La ulterior fusión de las sociedades que sean propietarias de participaciones sociales en negocios fuera de Chile, las cuales se denominarían Enersis Américas S.A., Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.. Enersis Américas S.A. absorberá por fusión a las otras dos sociedades.

Con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. resolvió aprobar la división de la compañía, sujeta a las condiciones suspensivas consistentes en la aprobación de las divisiones de Endesa Chile y Chilectra por parte de sus respectivas Juntas Extraordinarias de Accionistas, además de las correspondientes tramitaciones legales de sus actas y otros asuntos relacionados. Adicionalmente, se aprobó que la división tendrá efecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a aquel en que se otorgue una escritura pública de cumplimiento de condiciones de la división.

Producto de la división de Enersis surgiría una nueva sociedad anónima abierta que se denominaría Enersis Chile S.A., a la cual le serían asignadas las participaciones societarias y activos y pasivos asociados a Enersis en Chile, incluyendo las participaciones accionarias en las sociedades resultantes de las divisiones de Chilectra y Endesa Chile.

Con fecha 1 de febrero de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se ha materializado la división de Enersis y desde esa fecha ha comenzado a existir la compañía Enersis Chile S.A., verificándose además la correspondiente disminución de capital y demás reformas estatutarias de la hasta entonces Enersis S.A., que pasó a denominarse Enersis América S.A. (Ver nota 41).

II. Aspectos Contables

Al 31 de diciembre de 2015, habiéndose cumplido los requisitos establecidos en la NIIF 5 "Activos no corrientes disponibles para la venta y operaciones discontinuadas", se han realizado los siguientes registros contables:

i. Activos y pasivos

Al 31 de diciembre de 2015, todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de distribución y generación en Chile se han considerado como Activos no corrientes o grupo de activos mantenidos para distribuir a los propietarios, o como Pasivos no corrientes o grupo de pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios, según corresponda, habiéndose procedido a reclasificar sus saldos de acuerdo a lo indicado en la nota 3.k.

Al 31 de diciembre de 2015, los principales grupos de activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios, que se relacionan con las operaciones en Chile, son los siguientes:

	31/12/2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	144.261.845
Otros activos financieros corrientes	16.313.194
Otros activos no financieros corriente	3.984.943
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	596.364.468
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	23.611.569
Inventarios	42.616.615
Activos por impuestos corrientes	20.306.212
TOTAL DE ACTIVOS CORRIENTES	847.458.846
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	
Otros activos financieros no corrientes	21.750.452
Otros activos no financieros no corrientes	4.769.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	14.392.223
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	45.716.371
Activos intangibles distintos de la plusvalía	42.879.326
Plusvalía	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	3.429.167.797
Propiedad de inversión	8.150.987
Activos por impuestos diferidos	22.392.339
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	4.476.477.035
TOTAL DE ACTIVOS	5.323.935.881
	31/12/2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES	
Otros pasivos financieros corrientes	27.921.725
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	554.915.972
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	55.238.930
Otras provisiones corrientes	16.329.195
Pasivos por impuestos corrientes	15.119.789
Otros pasivos no financieros corrientes	6.120.658
Total de pasivos corrientes	675.646.269
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	
PASIVOS NO CORRIENTES	
Otros pasivos financieros no corrientes	917.197.790
Otras cuentas por pagar no corrientes	6.034.216
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	97.186
Otras provisiones no corrientes	56.116.140
Pasivo por impuestos diferidos	235.101.356
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	55.023.456
Otros pasivos no financieros no corrientes	435.689
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	1.270.005.833
TOTAL PASIVOS	1.945.652.102

ii. Otros resultados integrales acumulados en el patrimonio neto

Los saldos acumulados en reservas por otros resultados integrales, asociadas a los activos y pasivos mantenidos para distribución a los propietarios, son los siguientes:

Reservas generadas por	31/12/2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión	12.423.692
Coberturas de flujo de caja	(121.503.052)
Remediación de activos disponibles para la venta	14.835
Otras reservas	7.736.853
Total	(101.327.672)

iii. Ingresos y gastos

Todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de distribución y generación en Chile objeto de distribución a los propietarios, al considerarse operaciones discontinuadas, se presentan en el rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidado.

Por lo anterior, el estado de resultados integrales consolidado incluido en los presentes estados financieros consolidados, a efectos comparativos, no coinciden con los aprobados al cierre de los ejercicios 2014 y 2013, al haberse reclasificado los ingresos y gastos generados en dichos ejercicios por las operaciones ahora discontinuadas al rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas".

A continuación se presenta el desglose por naturaleza del rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas" al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013:

Estado de Resultados	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	2.382.671.016	2.013.305.145	1.717.781.888
Otros ingresos, por naturaleza	14.735.951	34.201.387	18.516.145
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	2.397.406.967	2.047.506.532	1.736.298.033
Materias primas y consumibles utilizados	(1.481.985.559)	(1.309.402.283)	(998.873.893)
Margen de Contribución	915.421.408	738.104.249	737.424.140
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	21.004.053	21.505.568	14.831.058
Gastos por beneficios a los empleados	(136.554.721)	(126.341.363)	(120.113.902)
Gasto por depreciación y amortización	(153.201.662)	(128.437.154)	(119.507.118)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	3.054.903	(13.185.420)	(8.212.948)
Otros gastos por naturaleza	(125.849.781)	(110.321.349)	(114.350.778)
Resultado de Explotación	523.874.200	381.324.531	390.070.452
Otras ganancias (pérdidas)	20.055.745	70.893.263	14.527.737
Ingresos financieros	15.270.169	14.762.515	13.510.732
Costos financieros	(61.616.349)	(59.543.956)	(62.395.332)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	8.905.045	(54.413.310)	24.309.344
Diferencias de cambio	(13.394.762)	(20.328.278)	(1.838.329)
Resultado por unidades de reajuste	4.839.077	15.263.623	1.593.046
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	497.933.125	347.958.388	379.777.650
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(109.612.599)	(66.017.317)	(61.712.442)
GANANCIA (PÉRDIDA)	388.320.526	281.941.071	318.065.208

Con la clasificación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile como operaciones discontinuadas, estas líneas de negocio no se desglosan en la Nota 35 "Información por segmento".

iv. Flujos de efectivo

A continuación se presentan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de operación, inversión y financiación atribuibles a las Operaciones discontinuadas durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013:

Estado de flujo de efectivo neto resumido	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	576.531.527	264.946.881	442.960.531
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(296.741.342)	(188.738.471)	(106.125.058)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(273.442.450)	(159.144.481)	(216.411.065)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	6.347.735	(82.936.071)	120.424.408
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	4.898.483	1.044.602	388.929
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	11.246.218	(81.891.469)	120.813.337
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	133.015.627	214.907.097	94.093.760
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	144.261.845	133.015.628	214.907.097

En anexo N° 4 de los presentes estados financieros consolidados se presenta información complementaria relativa a los activos y pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios, como así también para los resultados de las operaciones discontinuadas.

5.2 Venta de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.

Durante el mes de diciembre de 2014, Endesa Chile S.A. y su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A. suscribieron un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual, acordaron vender, ceder y transferir a Temsa Fondo de Inversión Privado el 100% de las acciones de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.. Este contrato estableció una serie de condiciones suspensivas que, estando pendientes de cumplimiento al cierre de 2014, impidieron el perfeccionamiento de la venta. Finalmente la venta fue perfeccionada el 9 de enero de 2015 (ver nota 31).

Túnel El Melón S.A. es una sociedad anónima cerrada cuyo objeto es la construcción, conservación y explotación de la obra pública denominada Túnel El Melón y la prestación de los servicios complementarios que autorice el Ministerio de Obras Públicas (MOP).

El Túnel El Melón es una alternativa a la cuesta El Melón que se ubica aproximadamente entre los kilómetros 126 y 132 de la Ruta 5 Longitudinal Norte, principal ruta del país que lo une desde Arica a Puerto Montt.

Tal como se describe en la nota 3.k), los activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta han sido registrados por el menor del monto en libros o el valor razonable menos los costos de venta.

A continuación se presentan los principales rubros de activos, pasivos y flujo de efectivo mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2014, en relación con la mencionada sociedad:

	Saldo 31/12/2014
ACTIVOS	
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.702
Otros activos no financieros corriente	81.275
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	758.645
Activos por impuestos corrientes	1.400
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	871.022
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.404.615
Propiedades, planta y equipo	81.432
Activos por impuestos diferidos	2.621.894
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	7.107.941
TOTAL DE ACTIVOS	7.978.963
PASIVOS CORRIENTES	
Otros pasivos financieros corrientes	3.072.179
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	495.235
Otros pasivos no financieros corrientes	131.030
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	3.698.444
PASIVOS NO CORRIENTES	
Otros pasivos financieros no corrientes	1.660.254
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	102.423
Otros pasivos no financieros no corrientes	27.026
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	1.789.703
TOTAL PASIVOS	5.488.147
	Saldo 31/12/2014
El flujo de efectivo neto resumido	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	9.045.775
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(5.604.740)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(3.450.774)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(9.739)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(9.739)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	39.440
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	29.702

6. Combinación de negocios – adquisición de Gasatacama

El 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada (en adelante “GasAtacama”), que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. (en adelante “Southern Cross”) poseía a dicha fecha.

En consecuencia, el Grupo alcanzó un 100% de control sobre GasAtacama, sociedad controladora de la Central Atacama, una central térmica de ciclo combinado a gas natural o petróleo diesel, de 780 MW de potencia situada en el norte de Chile; del Gasoducto Atacama, de 940 km de longitud que une Coronel Cornejo (Argentina) y Mejillones (Chile); y del Gasoducto Taltal, de 223 km de longitud que une Mejillones y Papos.

La toma de control sobre GasAtacama permite al Grupo sumar cerca de 1.000 MW de capacidad de generación en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), logrando de esta manera satisfacer la mayor demanda industrial, residencial y minera, a través de una oferta de energía competitiva y de bajo impacto ambiental.

La adquisición de GasAtacama fue registrada siguiendo los criterios de contabilización de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, detallados en la nota 2.6.1

A partir de la fecha de adquisición, Inversiones GasAtacama Holding Limitada contribuyó ingresos de actividades ordinarias por M\$ 113.074.006 y ganancias antes de impuestos por M\$ 33.443.547 a los resultados del Grupo del ejercicio 2014 que se registró como ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2014, se estima que para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían ascendido a M\$ 179.474.707 y la ganancia antes de impuesto consolidada habría ascendido a M\$ 41.772.291.

a) Contraprestación transferida

La siguiente tabla resume el valor razonable, en la fecha de adquisición de GasAtacama, de cada clase de contraprestación transferida:

	31-12-2015 M\$
Precio pagado total	174.028.622
Transacción reconocida de forma separada de adquisición de activos y de la asunción de pasivos	(16.070.521)
Total pagado en efectivo	157.958.101

El desembolso total de la transacción ascendió a M\$ 174.028.622, e incluyó la cesión de derechos de cobro de un crédito por M\$ 16.070.521, que la Sociedad Pacific Energy Sub Co. (filial de Southern Cross) mantenía vigente con Atacama Finance Co. (filial de GasAtacama).

b) Costos relacionados con la adquisición

Endesa Chile incurrió en costos de M\$ 23.543 relacionados con la adquisición de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, por concepto de honorarios de asesoría financiera. Estos costos fueron reconocidos en 2014 en el rubro Otros gastos por naturaleza del estado de resultados integrales consolidado.

c) Activos adquiridos identificables y pasivos asumidos identificables

A continuación se resumen los valores razonables reconocidos para los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición:

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	120.303.339
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	34.465.552
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	5.692.257
Inventarios corrientes	15.009.265
Propiedades, planta y equipo	199.660.391
Activo por impuestos diferidos	2.392.531
Otros activos	23.906.126
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(30.818.836)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	(34.445.277)
Pasivo por impuestos diferidos	(28.923.167)
Otros pasivos	(10.874.817)
Total	296.367.364

Respecto al monto bruto de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no se prevé riesgo de incobrabilidad.

Considerando la naturaleza del negocio y activos de GasAtacama, la medición del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos fue realizada utilizando los siguientes enfoques de valoración:

i.- enfoque que mercado mediante el método de comparación, tomando como base los precios de mercado cotizados para elementos idénticos o comparables cuando estos están disponibles.

ii.- enfoque del costo, o costo de reposición depreciado, el cual refleja los ajustes relacionados con el deterioro físico así como también la obsolescencia funcional y económica.

iii.- enfoque de ingresos, el cual mediante técnicas de valoración que convierten montos futuros (por ejemplo, flujos de efectivo o ingresos y gastos) en un monto presente único (es decir, descontado). La medición del valor razonable se determina sobre la base del valor indicado por las expectativas de mercado presentes sobre esos montos futuros.

Conciliación de valores

Los valores razonables surgieron finalmente como consecuencia de una evaluación y conciliación de los resultados de los métodos seleccionados, en base a la naturaleza de cada uno de los activos adquiridos y pasivos asumidos.

d) Plusvalía

	M\$
Precio pagado en efectivo	157.958.101
Valor razonable de participación pre-existente	157.147.000
Valor razonable de los activos netos adquiridos identificables	(296.367.364)
Plusvalía (Ver Nota 16)	18.737.737

La plusvalía es atribuible principalmente al valor de las sinergias que se esperan lograr a través de la integración de GasAtacama en el Grupo. Estas sinergias están relacionadas, entre otras, con reducción de costos administrativos, de estudios y estructuras, que podrían ser absorbidos por Endesa Chile.

e) Remediación de participación pre-existente y diferencias de cambio por conversión

La remediación del valor razonable de 50% de participación pre-existente que Endesa Chile tenía sobre GasAtacama, resultó en una ganancia de M\$ 21.546.320 que se registró como ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas. Este monto corresponde a la diferencia positiva que surge de comparar el valor razonable de la participación pre-existente, que ascendió a M\$ 157.147.000, y el valor de la inversión contabilizada bajo el método de la participación en la fecha de adquisición, que ascendía a M\$ 135.600.682.

Por otra parte, las diferencias de cambio por conversión de la participación pre-existente, acumuladas en el patrimonio de Endesa Chile/Enersis hasta la fecha de toma de control, fueron reclasificadas al resultado del período, generando una ganancia de M\$ 21.006.456 que se registró como ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.

Ambos montos fueron registrados en el rubro "otras ganancias (pérdidas)" del estado de resultados integrales consolidado en el ejercicio 2014.

Al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos de GasAtacama han sido reclasificados a mantenidos para distribuir a los propietarios. De la misma forma, sus resultados por los ejercicios 2015, 2014 y 2013 han sido reclasificados a operaciones discontinuadas. (ver nota 3.K y 5.1).

7. Aumento de capital

Durante el primer trimestre de 2013, se perfeccionó el proceso de aumento de capital de Enersis Américas aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012, con una suscripción del 100% de acciones a colocar (ver nota 26.1.1).

El citado aumento de capital alcanzó la suma de M\$ 2.845.858.393. Un 60,62% de las acciones fueron suscritas por Endesa, S.A. y pagadas a través del aporte de sus inversiones en Latinoamérica valoradas en M\$ 1.724.400.000. El resto de acciones fueron suscritas y pagadas por participaciones no controladoras de Enersis Américas, a través de aportaciones en efectivo, por un monto de M\$ 1.121.458.393, que incluyen una prima de emisión por M\$ 1.460.503.

El aporte de Endesa, S.A. fue realizado mediante la transferencia de la totalidad de sus derechos sociales en la sociedad Cono Sur Participaciones, S.L., permitiendo de esta forma la incorporación en Enersis Américas de todos sus activos y pasivos, los cuales reunían participaciones societarias en sociedades de Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

El detalle de las participaciones aportadas por Endesa, S.A. se resume como sigue:

i) Aporte en sociedades que Enersis Américas controlaba antes de la operación:

Sociedad	Porcentaje aportado
Empresa Distribuidora Sur S.A.	6,23%
Enel Brasil S.A.	28,48%
Ampla Energía y Servicios S.A.	7,70%
Ampla Inversiones y Servicios S.A.	7,70%
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	4,38%
Emgesa S.A. E.S.P.	21,60%
Codensa S.A. E.S.P.	26,66%
Inversiones Distrilima S.A.	34,83%

El registro contable de estos aportes se realizó de acuerdo al criterio contable establecido en la nota 2.6.6 y originó un cargo a Otras reservas varias en el Patrimonio neto de Enersis Américas por M\$ 947.982.284, monto que corresponde a la diferencia entre los valores económicos y contables de las participaciones efectuadas por Endesa, S.A. a la fecha de transacción.

Adicionalmente, se efectuó la correspondiente redistribución de los componentes de otros resultados integrales. En este sentido se registró un cargo adicional a Otras reservas varias y un abono a Reservas por diferencias de cambio por conversión por M\$ 41.885.724. Mediante esta redistribución, que se determinó a prorrata de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., se atribuyó a los accionistas de Enersis Américas la proporción que les correspondía de las Reservas de cambio por conversión que hasta antes de la operación se atribuían a participaciones no controladoras.

ii) Aporte en sociedades que Enersis Américas no controlaba, o sobre las que no tenía participación antes de la operación:

Sociedad	Porcentaje aportado (directa e indirectamente)
Eléctrica Cabo Blanco S.A.C.	100,00%
Endesa Cemsa S.A.	55,00%
Generalima S.A.C.	100,00%
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	96,50%
Inversora Dock Sud S.A.	57,14%
Central Dock Sud S.A.	39,99%
Yacylec S.A.	22,22%

El registro contable de estos aportes se realizó de acuerdo al criterio contable establecido en la nota 2.6.6 y originó un abono a Otras reservas varias en el Patrimonio neto de Enersis Américas por M\$ 92.011.899, monto que corresponde a la diferencia entre los valores económicos y contables de las participaciones efectuadas por Endesa, S.A. a la fecha de transacción.

A continuación se presenta un resumen de los efectos que el Aumento de Capital originó en el Estado de Situación Financiera Consolidado de Enersis Américas, en la fecha en que se concretó la operación:

	Aporte en Efectivo	Aporte en sociedades controladas previamente	Aporte en sociedades no controladas previamente, o sobre la que no se poseía participación	Total efectos al 31 de Marzo de 2013
ACTIVOS				
Activos corrientes	1.121.458.393	-	189.506.588	1.310.964.981
Activos no corrientes	-	-	161.105.666	161.105.666
TOTAL ACTIVOS	1.121.458.393	-	350.612.254	1.472.070.647
PASIVOS				
Pasivos corrientes	-	-	180.637.894	180.637.894
Pasivos no corrientes	-	-	54.241.781	54.241.781
TOTAL PASIVOS	-	-	234.879.675	234.879.675
PATRIMONIO				
Aumento de Capital	1.119.997.890	1.692.613.860	31.786.140	2.844.397.890
Primas de emisión aumento de Capital (otras Reservas)	1.460.503	-	-	1.460.503
Otras reverbos varias	-	(989.868.008)	92.011.899	(897.856.109)
Diferencias de cambio por conversión	-	41.885.724	-	41.885.724
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.121.458.393	744.631.576	123.798.039	1.989.888.008
Participaciones no controladoras	-	(744.631.576)	(8.065.460)	(752.697.036)
PATRIMONIO TOTAL	1.121.458.393	-	115.732.579	1.237.190.972
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	1.121.458.393	-	350.612.254	1.472.070.647

Respecto a los gastos de emisión y colocación acciones, éstos ascendieron al 31 de diciembre de 2013 a M\$ 23.592.387 y, de acuerdo a lo indicado en nota 3.t), se registraron en Otras reservas varias. (Ver Nota 26.5.c.2)).

El monto de la ganancia neta atribuible a los accionistas de Enersis Américas, por la participación adquirida, ascendió a M\$126.280.714 durante el ejercicio 2013.

8.Efectivo y equivalentes al efectivo

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Efectivo en caja	7.718.308	1.264.361
Saldos en bancos	194.453.214	283.305.826
Depósitos a corto plazo	573.985.007	922.909.741
Otros instrumentos de renta fija	409.006.815	497.265.563
Total	1.185.163.344	1.704.745.491

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Moneda	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
\$ Chilenos	835.468.993	687.912.363
\$ Argentinos	44.883.600	29.065.256
\$ Colombianos	156.731.922	357.337.537
Real Brasileño	91.204.686	197.723.752
Nuevo Sol Peruano	34.749.661	105.282.911
US\$ Estadounidenses	22.124.482	327.423.672
Total	1.185.163.344	1.704.745.491

c) A continuación se muestran los montos pagados para obtener el control de filiales, al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Adquisiciones de subsidiarias	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Importes por adquisiciones pagadas en efectivo y equivalentes al efectivo	-	(157.958.101)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades adquiridas	-	120.303.339
Total neto (*)	-	(37.654.762)

(*) Ver nota 6.

d) A continuación se presenta la conciliación de efectivo y equivalente al efectivo presentados en el estado de situación con el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de flujo de efectivo, al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Saldo al 31/12/2015 M\$	Saldo al 31/12/2014 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.185.163.344	1.704.745.491
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*)	-	29.702
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	144.261.845	-
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	1.329.425.189	1.704.775.193

(*) Ver nota 5.1.d) y 5.2.

e) A continuación se muestran los montos recibidos por la venta de participación de filiales:

Pérdida de control en subsidiarias	Saldo al 31/12/2015 M\$	Saldo al 31/12/2014 M\$
Importe recibido por la venta de subsidiarias (*)	25.000.000	57.173.142
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades vendidas	(18.360.347)	(16.311.571)
Total neto	6.639.653	40.861.571

(*) Ver nota 2.4.1., 5.1 iv)

9. Otros Activos Financieros

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (*)	-	-	616.296	4.275.183
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan (*)	-	-	-	31.044
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (*) (**)	-	-	487.893.679	492.923.605
Activos mantenidos hasta el vencimiento (*)	27.195.496	38.301.763	39.673	26.340.396
Instrumentos derivados de cobertura (*)	1.172.125	1.414.588	978.556	7.229.290
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	35.467.539	52.677.337	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	4.427.286	7.061.715	-	22.002
Total	68.262.446	99.455.403	489.528.204	530.821.520

(*) ver nota 22.1.a

Los montos incluidos en inversiones mantenidas hasta el vencimiento y activos financieros a valor razonable con cambios en resultado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 3.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).

(**) Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañías concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Ampla y Coelce. Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión.

Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales prevén recuperar, como concepto de indemnización, cuando el período de concesión finalice. Anteriormente, siguiendo un enfoque basado en el costo histórico de las inversiones, estos derechos se registraban como una cuenta por cobrar, pasando a partir de entonces a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como activos financieros disponibles para la venta (ver notas 3.g).

10. Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

	Saldo al			
	31/12/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	1.389.215.812	398.695.864	1.844.027.889	291.641.675
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	1.054.529.912	257.022.423	1.275.999.654	202.932.480
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	334.685.900	141.673.441	568.028.235	88.709.195
	Saldo al			
	31/12/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	1.088.131.567	398.695.864	1.681.686.903	291.641.675
Cuentas comerciales por cobrar, neto	754.571.268	257.022.423	1.120.897.826	202.932.480
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	333.560.299	141.673.441	560.789.077	88.709.195

1. Incluye principalmente al 31 de diciembre de 2015, cuentas por cobrar al personal por M\$ 14.081.204 (M\$ 31.042.105 al 31 diciembre de 2014); Resolución 250/13 (aplicable en Argentina) ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por M\$ - (M\$ 253.484.218 al 31 de diciembre de 2014); Resolución SE 32/2015 (aplicable en Argentina) por M\$ 28.174.339 (M\$- al 31 de diciembre de 2014) (ver nota 4.2), Impuestos por recuperar (IVA) por M\$ 80.412.497 (M\$ 157.439.993 al 31 de diciembre de 2014); Cuentas por cobrar de nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce como consecuencia de la firma en diciembre de 2014 del addendum en los contratos de concesión en donde se reconoce como compensables determinados costos incurridos por las compañías distribuidoras a recuperar y/o compensar en periodos tarifarios posteriores por M\$ 150.798.761 (M\$ 150.387.462 al 31 de diciembre de 2014), las cuales se encuentran garantizadas por el estado brasileño.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por el período terminado al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 10.1.

b) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al 31/12/2015 M\$	Saldo al 31/12/2014 M\$
Con antigüedad menor de tres meses	117.895.535	152.844.247
Con antigüedad entre tres y seis meses	25.783.187	14.297.179
Con antigüedad entre seis y doce meses	28.220.570	63.606.398
Con antigüedad mayor a doce meses	7.034.592	51.972.887
Total	178.933.884	282.720.711

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales fueron las siguientes:

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2014	156.868.268
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	22.848.140
Montos castigados	(19.013.041)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	1.637.619
Saldo al 31 de diciembre de 2014	162.340.986
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	46.890.017
Montos castigados	23.480.578
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(43.623.000)
Otros movimientos	147.873.154
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(35.877.490)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	301.084.245

(*) Ver nota 30 Pérdidas por deterioro de activos financieros.

El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales, relacionadas con las operaciones continuadas de Enersis Américas, ascendió a M\$ 39.779.710 durante el ejercicio 2015.

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil, 12 meses en Colombia y Perú y 24 meses en Chile. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (ver notas 3.g.3 y 21.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 03 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL) : Ver anexo 7.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales, ver anexo 7.1.

11. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.

Las transacciones y saldos con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones con entidades relacionadas han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre entidades relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

La controladora de Enersis Américas es la sociedad italiana Enel, S.p.A..

11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la sociedad y sus entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Arg
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	\$ Col
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	CH\$
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A. (*)	Chile	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz Común	\$ Col
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Col
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	CH\$
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	CH\$
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	US\$
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	US\$
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	US\$
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH\$
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col
Extranjera	Enel Green Power Cristal Eolica	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Primavera Eolica	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power SAO Judas Eolica	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Enel Green Power Colombia	Colombia	Matriz Común	\$ Col
Extranjera	Enel Green Power Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	US\$
Extranjera	Enel Soluções Energéticas	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Manicoba	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Esperança	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Damascena	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	\$ Col

Total

(*) Al 31 de diciembre de 2015, los saldos por cobrar han sido clasificados en el estado de situación financiera consolidado como activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.

Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corrientes		No corrientes	
		31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Otros servicios	Menos de 90 días	-	108.438	-	-
Dividendos	Menos de 90 días	-	15.713	-	-
Otros servicios	Más de 90 días	13.077	61.852	-	-
Otros servicios	Más de 90 días	28.628	-	-	-
Otros servicios	Más de 90 días	5.833	-	-	-
Venta de Energía	Menos de 90 días	-	273.705	-	-
Venta de Energía	Menos de 90 días	-	64	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	30.373	26.514	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	114.758	78.172	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	42.003	47.811	355.485	486.605
Otros servicios	Menos de 90 días	-	846.807	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	3.276	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	931.267	-	-	-
Dividendos	Menos de 90 días	-	1.477.177	-	-
Venta de Energía	Menos de 90 días	-	649.986	-	-
Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	-	11.845.926	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.644.650	-	-
Préstamos	Menos de 90 días	-	549.359	-	-
Venta de Energía	Menos de 90 días	553.472	513.804	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	216.682	130.431	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	36.067	36.067	-	-
Derivados de commodities	Menos de 90 días	-	99.662	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	10.299	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	3.256	-	-
Venta de Energía	Menos de 90 días	-	21.647	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	99.972	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	145.858	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	116.940	-	-	-
Peajes	Menos de 90 días	343	-	-	-
Peajes	Menos de 90 días	460	-	-	-
Peajes	Menos de 90 días	460	-	-	-
Peajes	Menos de 90 días	538	-	-	-
Peajes	Menos de 90 días	469	-	-	-
Peajes	Menos de 90 días	344	-	-	-
Peajes	Menos de 90 días	341	-	-	-
Peajes	Menos de 90 días	263	-	-	-
Peajes	Menos de 90 días	429	-	-	-
Peajes	Menos de 90 días	429	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	15.306	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	978.185	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	21.454	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	54	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	626	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	585	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	624	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	207.814	-	-	-
		3.566.930	18.441.340	355.485	486.605

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Arg
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Col
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	CH\$
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	CH\$
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	US\$
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Col
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Real
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Soles
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Arg
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	US\$
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	\$ Col
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	\$ Col
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	\$ Col
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Real
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros
Extranjera	Parque Eolico Cristal	Brasil	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	CH\$
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Euros
Extranjera	Enel Green Power Desenvolvimiento Ltda.	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Brasil	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	\$ Col
Total				

(*) Al 31 de diciembre de 2015, los saldos por pagar han sido clasificadas en el estado de situación financiera consolidado como activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.

Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corrientes		No corrientes	
		31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Dividendos	Menos de 90 días	59.416	77.779	-	-
Dividendos	Menos de 90 días	58.897.984	73.806.006	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	40.920	-	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	-	1.708.804	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	161.015	163.661	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	335.962	-	-
Compra de Gas	Menos de 90 días	-	19.808.375	-	-
Compra combustible	Menos de 90 días	-	2.881.032	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	28.617	-	-	-
Derivados de commodities	Menos de 90 días	-	1.102.253	-	-
Dividendos	Menos de 90 días	29.658.243	37.165.229	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	302.025	25.746	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	296.242	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	414.397	305.654	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	384.082	41.136	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	9.900	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	173.687	68.371	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	767.673	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	73.730	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	194.151	415.824	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	99.837	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	184.373	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	1.513.001	2.024.190	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	192.920	243.076	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	553.346	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	157.762	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	1.121.851	1.029.940	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	23.982	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	129.492	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	74.089	-	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	-	365.620	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	12.027.207	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	2.841.305	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	9.039	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	59.242	-	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	152.859	-	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	110.781	-	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	234.876	-	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	157.329	-	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	72.411	-	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	183.859	-	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	195.699	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	82.220	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	286.224	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	19.140	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	64.546	-	-	-
		109.897.508	143.680.622	-	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A. (*)	Chile	Matriz Común
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A. (*)	Chile	Matriz Común
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A. (*)	Chile	Matriz Común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (*)	Chile	Negocio Conjunto
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (*)	Chile	Negocio Conjunto
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*)	Chile	Negocio Conjunto
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*)	Chile	Negocio Conjunto
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*)	Chile	Negocio Conjunto
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*)	Chile	Negocio Conjunto
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*)	Chile	Negocio Conjunto
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)	Chile	Negocio Conjunto
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común
Extranjera	Compañía Energetica Veracruz S.A.C.	Perú	Matriz Común
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común

Descripción de la transacción	31/12/2015 Totales M\$	31/12/2014 Totales M\$	31/12/2013 Totales M\$
Otros ingresos de explotación	275.290	55.980	99.654
Venta de Gas	14.604.841	-	21.397.171
Intereses deuda financiera	-	-	(1.654.945)
Otros gastos fijos de explotación	(107.759)	(35.921)	(314.422)
Consumo de Combustible	(15.030.911)	(30.318.202)	(47.540.061)
Otros gastos fijos de explotación	(120.896)	-	-
Otros ingresos de explotación	-	17.157	-
Derivados de commodities	(2.144.063)	(2.521.138)	-
Consumo de Gas	(123.964.573)	(114.115.041)	(60.095.868)
Transporte de Gas	(52.195.582)	(39.638.398)	(34.796.720)
Otras prestaciones de servicios	54.377	56.042	769.402
Otros Ingresos financieros	81.749	58.169	40.124
Venta de Energía	3.260.734	2.671.120	2.808.698
Peajes de Electricidad	151.088	47.263	-
Otras prestaciones de servicios	650.390	956.854	835.543
Servicios externalizados	(1.969.563)	(1.407.349)	(1.317.402)
Compras de Energía	-	(3.805)	(109.699)
Peajes de Electricidad	-	(12.399)	-
Venta de Energía	-	34.253	227.765
Compras de Energía	(10.600.564)	(10.113.496)	(6.118.816)
Peajes de Electricidad	(292.198)	(260.495)	-
Otras prestaciones de servicios	392.312	197.812	-
Venta de Energía	286.833	942.615	356.056
Otros gastos fijos de explotación	(1.175.297)	(2.860.930)	(2.010.628)
Otros ingresos de explotación	3.491	-	-
Peajes de Gas	(3.296.956)	(3.409.581)	(2.734.877)
Consumo de Combustible	(952.044)	(434.289)	(428.555)
Otros ingresos de explotación	172.728	163.226	134.775
Otras prestaciones de servicios	1.188.564	-	236.173
Otras prestaciones de servicios	35.773	33.970	32.569
Otros gastos fijos de explotación	(2.241.294)	(708.903)	(1.196.294)
Venta de Energía	4.263.174	3.250.149	9.146.049
Otros ingresos de explotación	-	-	186.496
Otras prestaciones de servicios	2.951.317	3.142.758	2.624.191
Otros Ingresos financieros	-	-	868.710
Peajes de Electricidad	(1.725.582)	(1.731.368)	(1.367.029)
Otros Ingresos financieros	-	23.891	46.444
Otras prestaciones de servicios	(9.322)	-	10.281
Compras de Energía	-	(3.322.616)	(9.295.172)
Transporte de Gas	-	(7.764.442)	(20.937.075)
Venta de Energía	-	1.858.318	95.845
Otros Ingresos financieros	-	229.609	489.864
Otros gastos fijos de explotación	-	(5.487)	(219.671)
Peajes de Electricidad	(1.473.974)	(1.378.743)	(1.243.417)
Otros ingresos de explotación	36.266	57.623	-
Otros gastos fijos de explotación	(174.638)	-	-
Otras prestaciones de servicios	-	3.022	-
Otros ingresos de explotación	-	3.222	-
Otros gastos fijos de explotación	(216.437)	-	-
Derivados de commodities	(833.366)	-	-
Compras de Energía	(3.264.764)	-	-
Peajes de Electricidad	(153.929)	-	-
Otras prestaciones de servicios	109.891	-	-
Venta de Energía	87.062	-	-

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz Común
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz Común
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz
Extranjera	Enel Italia	Italia	Matriz Común
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz Común
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz Común
Extranjera	Quatiara Energia S.A.	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Cristal Eolica	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power SAO Judas Eolica	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Primavera Eolica	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Damascena S.A.	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Esperança S.A.	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Maniçoba S.A.	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Solucoes Energeticas Ltda	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Yacylec	Argentina	Asociada
Extranjera	Yacylec	Argentina	Asociada
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz Común
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz Común

(1) Ver notas 2.4.1, 6 y 14.

(*) Al 31 de diciembre de 2015, los efectos en resultados de las transacciones con partes relacionadas en Chile han sido clasificados como operaciones discontinuadas en el estado de resultados integrales.

Los traspasos de fondos de corto plazo entre empresas relacionadas, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones de mercado. Las cuentas por cobrar y pagar originadas por este concepto son esencialmente a 30 días, renovables automáticamente por ejercicios iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

Descripción de la transacción	31/12/2015 Totales M\$	31/12/2014 Totales M\$	31/12/2013 Totales M\$
Compras de Energía	(14.929.463)	-	-
Venta de Energía	670.035	-	-
Otros gastos fijos de explotación	(13.567.378)	-	-
Otros gastos fijos de explotación	(72.057)	-	-
Otros ingresos de explotación	124.626	-	-
Otros gastos fijos de explotación	(168.463)	-	-
Compras de Energía	(26.456.188)	-	-
Venta de Energía	217.448	-	-
Compras de Energía	(65.275)	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	5.404	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	5.380	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	5.430	-	-
Compra de Energía	(1.982.654)	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	7.802	-	-
Compra de Energía	(1.463.855)	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	7.208	-	-
Compra de Energía	(2.397.927)	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	3.523	-	-
Compra de Energía	(2.313.314)	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	3.461	-	-
Compra de Energía	(910.249)	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	2.124	-	-
Compra de Energía	(2.978.980)	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	7.114	-	-
Compra de Energía	(1.997.894)	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	6.218	-	-
Otros gastos fijos de explotación	(403.404)	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	16.312	-	-
Otros gastos fijos de explotación	(68.787)	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	2.723	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	2.545	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	2.723	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	298	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	12.886	-	-
Otras Prestaciones de Servicios	(122.237)	-	-
Venta de Energía	153.158	-	-
Compra de Energía	(505.404)	(5.141.912)	(1.148.277)
Total	(262.484.943)	(211.381.462)	(152.123.118)

11.2 Directorio y personal clave de la gerencia

Enercis Américas es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2015 corresponde originalmente al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2015, sin perjuicio que, en sesión de Directorio celebrada el 30 de junio de 2015, fue designado el actual Presidente del Directorio y se realizó el nombramiento de nuevos directores, en reemplazo de aquellos que presentaron su renuncia durante el periodo. El Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio del 28 de abril de 2015.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

Otras transacciones

No existen otras transacciones distinta de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enercis Américas S.A.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración variable anual equivalente al uno por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 180 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada. De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director, en tanto que la del Vicepresidente del Directorio será un 50% más de la que le corresponda a un Director.

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará, si resulta procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2015.

En el evento que un Director de Enersis Américas S.A. tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o asociadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enersis Américas S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enersis Américas S.A. y/o de sus filiales o asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, asociadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enersis Américas S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración variable anual equivalente al 0,11765 por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 60,00 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 22,00 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada.

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La remuneración variable se pagará, de ser procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y los Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2015.

A continuación se detallan las retribuciones del directorio de Enersis Américas al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013:

R.U.T	Nombre	Cargo	Período de desempeño	31/12/2015		
				Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	junio - diciembre 2015	-	-	-
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés (1)	Presidente	ejercicio 2014	20.184	-	-
6.243.657-3	Jorge Rosenblut Ratinoff (1)	Presidente	enero - junio 2015	77.861	-	-
Extranjero	Francesco Starace (2)	Vicepresidente	junio - diciembre 2015	-	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - abril 2015	45.292	-	-
7.052.890-8	Carolina Schmidt Zaldivar (3)	Director	enero - junio 2015	33.532	-	8.745
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera (3)	Director	junio - diciembre 2015	53.679	-	21.428
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2015	97.303	-	36.914
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2015	95.613	-	36.914
Extranjero	Andrea Brentan	Director	enero - abril 2015	22.743	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (3)	Director	ejercicio 2014	14.785	-	-
Extranjero	Alberto de Paoli (4)	Director	enero - diciembre 2015	-	-	-
Extranjero	Francesca Di Carlo (5)	Director	abril - diciembre 2015	-	-	-
TOTAL				460.992	-	104.001

R.U.T	Nombre	Cargo	Período de desempeño	31/12/2014		
				Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - octubre 2014	98.698	-	-
6.243.657-3	Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	noviembre - diciembre 2014	25.414	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - diciembre 2014	86.425	-	-
7.052.890-8	Carolina Schmidt Zaldivar	Director	noviembre - diciembre 2014	13.038	-	3.192
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - octubre 2014	47.758	-	14.236
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2014	60.779	-	18.731
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2014	62.387	-	18.731
Extranjero	Andrea Brentan	Director	enero - diciembre 2014	19.738	-	-
TOTAL				414.237	-	54.890

R.U.T	Nombre	Cargo	Período de desempeño	31/12/2013		
				Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2013	110.323	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	abril - septiembre 2013	52.523	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - diciembre 2013	18.639	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - diciembre 2013	50.598	-	15.859
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2013	55.162	-	16.691
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2013	53.638	-	16.276
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - abril 2013	20.146	-	-
TOTAL				361.029	-	48.826

(1) El Sr. Jorge Rosenblut asumió como Presidente el 4 de noviembre de 2014 en reemplazo de Pablo Yrarrázaval, quien prestó sus servicios hasta el día 28 de octubre de 2014. Con fecha 30 de junio de 2015 el Sr. Jorge Rosenblut renunció a su cargo y en su reemplazo asumió como Presidente el Sr. Francisco de Borja Acha Besga.

(2) El Sr. Francesco Starace fue nombrado como Vicepresidente con fecha 28 de abril de 2015. No percibe honorarios.

(3) La Sra. Carolina Schmidt asumió como Director el 4 de noviembre de 2014 en reemplazo de Leonidas Vial, quien prestó sus servicios hasta el día 30 de octubre de 2014. Con fecha 26 de junio la Sra. Carolina Schmidt renunció a su cargo y en su reemplazo asumió el Sr. Herman Chadwick Piñera el 30 de junio de 2015.

(4) El Sr. Alberto de Paoli fue nombrado como Director en noviembre de 2014. No percibe honorarios.

(5) La Sra. Francesca Di Carlo fue nombrada como Director con fecha 28 de abril de 2015. No percibe honorarios.

c) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

11.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Miembros de la Alta Dirección		
RUT	Nombre	Cargo
Extranjero	Luca D'Agnese (1)	Gerente General
7.750.368-4	Daniel Fernandez Koprigh (2)	Subgerente General
24.852.381-6	Francisco Galán Allué (5)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Marco Fadda	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Alain Rosolino	Gerente de Auditoría
24.852.388-3	Francesco Giogianni (6)	Gerente de Relaciones Institucionales
15.307.846-7	José Miranda Montecinos (3)	Gerente de Comunicación
10.664.744-5	Paola Visintini Vaccarezza (4)	Gerente de Recursos Humanos y Organización
7.625.745-0	Antonio Barreda Toledo (7)	Gerente de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio

(1) El Sr. Luca D'Agnese asumió el 29 de enero de 2015 como Gerente General en reemplazo del Sr. Luigi Ferraris, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis Américas, prestando sus servicios hasta esa misma fecha. El Sr. Luigi Ferraris había asumido el 12 de noviembre de 2014 como Gerente General en reemplazo del Sr. Ignacio Antoñanzas.

(2) El Sr. Daniel Fernández Koprigh asumió el 12 de noviembre de 2014 como Subgerente General en reemplazo del Sr. Massimo Tambosco.

(3) El Sr. José Miranda Montecinos asumió el 1 de diciembre de 2014 como Gerente de Comunicaciones en reemplazo del Sr. Daniel Horacio Martini, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis Américas, prestando sus servicios hasta el día 1 de diciembre de 2014.

(4) La Sra. Paola Visintini Vaccarezza asumió el 12 de diciembre de 2014 como Gerente de Recursos Humanos y Organización en reemplazo del Sr. Carlos Niño, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis Américas, prestando sus servicios hasta el día 25 de noviembre de 2014.

(5) El Sr. Francisco Galán Allué asumió el 15 de diciembre de 2014 como Gerente de Administración, Finanzas y Control en reemplazo del Sr. Eduardo Escaffi.

(6) El Sr. Francesco Giogianni asumió el 15 de diciembre de 2014 como Gerente de Relaciones Institucionales.

(7) El Sr. Antonio Barreda Toledo asumió el 29 de enero de 2015 como Gerente de Aprovisionamiento en reemplazo del Sr. Eduardo López Miller.

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enersis Américas tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Las Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

	Saldo al		
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Remuneración	3.308.345	3.028.193	2.522.068
Beneficios a corto plazo para los empleados	352.329	830.052	514.139
Otros beneficios a largo plazo	449.243	562.074	612.627
TOTAL	4.109.917	4.420.319	3.648.834

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

11.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enersis Américas para el Directorio y personal clave de la gerencia.

12. Inventarios

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Mercaderías	872.084	1.270.326
Suministros para la producción	16.060.887	43.547.980
Gas	-	1.407.285
Petróleo	13.602.708	20.642.086
Carbón	2.458.179	21.498.609
Otros inventarios (*)	78.124.926	88.701.848
Total	95.057.897	133.520.154
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	78.124.926	88.701.848
Repuestos	22.871.137	71.641.346
Materiales eléctricos	55.253.789	17.060.502

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2015 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 585.616.918, del cual M\$ 258.113.922 corresponde a Operaciones Continuas. (M\$ 511.014.654 y M\$ 386.116.195 al 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente, de los cuales M\$ 205.534.394 y M\$ 174.504.021 corresponden a Operaciones Continuas, respectivamente). Ver nota 28.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

13. Activos y Pasivos por Impuestos

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

	Saldo al	
	31/12/2015	31/12/2014
Activos por impuestos	M\$	M\$
Pagos provisionales mensuales	45.274.710	59.831.897
Crédito por utilidades absorbidas	47.244	20.104.186
Créditos por gastos de capacitación	80.000	301.800
Créditos por dividendos recibidos del extranjero (Tax credit)	-	28.047.776
Otros	2.052.634	2.286.863
Total	47.454.588	110.572.522

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

	Saldo al	
	31/12/2015	31/12/2014
Pasivos por Impuestos	M\$	M\$
Impuesto a la renta	142.607.960	115.472.313
Total	142.607.960	115.472.313

14. Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación.

14.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación

a. A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el ejercicio 2015 y 2014:

R.U.T	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%
Extranjera	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%
96.806.130-5	Electrogas S.A. (4)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (4)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (4)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (4)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (4)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%
TOTALES					

R.U.T	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%
TOTALES					

(1) En abril de 2014 la Compañía Inversiones GasAtacama Holding Ltda. comienza a consolidarse por el método de integración global (Ver notas 2.4.1 y 6).

(2) La pérdida reconocida durante 2014, incluye una provisión por deterioro por M\$ 69.066.857 como consecuencia de la incertidumbre sobre la recuperabilidad de esta inversión. (Ver nota 36.5).

(3) La participación en ganancia (pérdida) correspondiente a las Operaciones Continuas es M\$ 3.332.971 al 31 de diciembre de 2015 y M\$ 2.560.023 al 31 de diciembre de 2014.

(4) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en asociadas han sido traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios.

Saldo al 01-01-2015 M\$	Adiciones M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos Declarados M\$	Diferencia de Conversión M\$	Otros Resultados Integrales M\$	Otro Incremento (Decremento) M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	
								M\$	M\$
453.015	-	(132.598)	-	(77.008)	-	-	243.409	-	243.409
19.657	-	34.434	-	(39.064)	-	-	15.027	-	15.027
32.795.615	-	752.621	-	(4.079.210)	25.442	-	29.494.468	-	29.494.468
-	9.127	1.415.471	(619.792)	(181.731)	-	-	623.075	-	623.075
-	9.127	1.263.043	(531.712)	(167.201)	-	-	573.257	-	573.257
-	14.509	-	-	(3.300)	-	-	11.209	-	11.209
10.777.659	-	5.121.427	(4.398.423)	1.120.075	(577.862)	-	12.042.876	(12.042.876)	-
15.198.935	-	4.534.344	(4.449.179)	1.852.923	-	-	17.137.023	(17.137.023)	-
1.818.168	-	495.389	-	348.472	-	-	2.662.029	(2.662.029)	-
6.144.557	2.550.000	(2.414.264)	-	-	-	-	6.280.293	(6.280.293)	-
6.426.004	-	1.168.149	-	-	-	-	7.594.153	(7.594.153)	-
73.633.610	2.582.763	12.238.016	(9.999.106)	(1.226.044)	(552.420)	-	76.676.819	(45.716.374)	30.960.445

Saldo al 01-01-2014 M\$	Adiciones M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos Declarados M\$	Diferencia de Conversión M\$	Otros Resultados Integrales M\$	Otro Incremento (Decremento) M\$	Saldo al 31-12-2014 M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	
								M\$	M\$
550.047	-	(35.735)	-	(61.297)	-	-	453.015	-	453.015
21.641	-	34.719	-	(36.703)	-	-	19.657	-	19.657
33.083.016	-	2.561.039	-	(2.293.359)	-	(555.081)	32.795.615	-	32.795.615
9.682.324	-	4.566.154	(4.239.280)	847.016	31.475	(110.030)	10.777.659	-	10.777.659
4.797.508	-	5.808.748	(6.897.599)	311.747	13.445.396	(2.266.865)	15.198.935	-	15.198.935
559.615	-	1.099.143	-	159.410	-	-	1.818.168	-	1.818.168
69.684.864	3.315.000	(69.525.874)	-	-	-	2.670.567	6.144.557	-	6.144.557
6.073.897	-	585.051	-	-	-	(232.944)	6.426.004	-	6.426.004
123.627.968	-	3.053.468	-	8.919.246	-	(135.600.682)	-	-	-
248.080.880	3.315.000	(51.853.287)	(11.136.879)	7.846.060	13.476.871	(136.095.035)	73.633.610	-	73.633.610

b. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	% Participación		Activo no corriente
	Directo / Indirecto	Activo corriente	
		M\$	M\$
GNL Chile S.A. (*)	33,33%	73.289.529	19.843.392
GNL Quintero S.A. (*)	20,00%	154.169.202	679.246.875
Electrogas S.A. (*)	42,50%	9.800.478	46.815.192
Yacylec S.A.	22,22%	1.810.275	193.569

Inversiones con influencia significativa	% Participación		Activo no corriente
	Directo / Indirecto	Activo corriente	
		M\$	M\$
GNL Chile S.A	33,33%	73.425.419	81.983
GNL Quintero S.A	20,00%	98.325.654	597.812.711
Electrogas S.A.	42,50%	6.085.889	43.289.210
Yacylec S.A.	22,22%	2.027.688	774.429

(*) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en asociadas han sido traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios

En el Anexo 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestras sociedades asociadas, así como también el porcentaje de participación.

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

31 de diciembre de 2015

Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
59.207.958	25.938.077	655.759.390	(654.273.074)	1.486.316	1.045.519	2.531.835
22.104.679	725.626.283	130.540.774	(107.869.054)	22.671.720	9.264.617	31.936.337
12.191.561	16.087.931	23.546.048	(10.624.229)	12.921.819	1.275.795	14.197.614
868.193	40.198	1.377.810	(1.974.559)	(596.749)	(346.568)	(943.317)

31 de diciembre de 2014

Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
64.329.604	3.723.224	732.138.386	(728.840.589)	3.297.797	478.277	3.776.074
20.036.542	600.107.009	117.435.890	(88.392.142)	29.043.748	68.785.714	97.829.462
10.076.915	13.938.983	19.635.597	(8.891.705)	10.743.892	2.067.038	12.810.930
717.301	46.046	1.348.659	(1.509.482)	(160.823)	(275.865)	(436.688)

- Negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (*)		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)		Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	
	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%	48,997%	48,997%
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Total de Activos corrientes	502.938	485.966	5.336.516	4.426.445	14.988.328	13.918.600
Total de Activos no corrientes	15.159.321	15.026.706	12.148.544	11.420.593	127.123.136	140.233.080
Total de Pasivos corrientes	3.290.947	3.419.214	466.485	1.159.095	16.616.178	16.252.424
Total de Pasivos no corrientes	56.685	45.348	1.830.272	1.835.937	55.374.521	60.107.487
Efectivo y equivalentes al efectivo	428.440	319.670	4.884.645	3.930.814	2.789.518	3.750.964
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	1.081.545	116.008
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	23.230.972	22.738.158
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.852.803	2.672.950	86.666.633	89.367.706
Gasto por depreciación y amortización	-	(52.978)	(748.171)	(738.927)	(8.773.063)	(7.400.833)
Pérdidas por deterioro de valor	-	(131.894.113)	-	-	-	-
Ingresos procedentes de intereses	20.009	479.518	1.678.801	88.597	633.204	642.775
Gastos por intereses	-	-	-	-	(3.100.381)	(3.017.696)
Gasto por impuestos a las ganancias	(8.586)	-	(679.715)	(205.839)	(5.237.742)	(4.702.120)
Ganancia (pérdida)	(4.733.482)	(136.325.281)	2.336.297	1.170.102	1.926.420	6.820.089
Otro resultado integral	-	-	-	-	(8.273.502)	(4.680.612)
Resultado integral	(4.733.482)	(136.325.281)	2.336.297	1.170.102	(6.347.082)	2.139.477

(*) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en negocios conjuntos han sido traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios

Ver anexo 3

c. No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en compañías asociadas y negocios conjuntos.

15. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Activos intangibles	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Activos Intangibles netos	981.399.272	1.168.212.056
Servidumbre y Derechos de Agua	27.572.798	44.841.692
Concesiones Neto (1) (*)	905.374.088	1.055.986.162
Costos de Desarrollo	17.805.648	14.833.312
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	2.431.516	2.206.341
Programas Informáticos	28.105.416	49.549.321
Otros Activos Intangibles Identificables	109.806	795.228

Activos intangibles	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Activos Intangibles bruto	1.943.902.048	2.376.332.904
Servidumbre y Derechos de Agua	36.770.284	54.963.685
Concesiones	1.788.421.395	2.135.095.221
Costos de Desarrollo	26.126.552	24.281.499
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	11.285.432	11.465.938
Programas Informáticos	79.169.384	140.953.212
Otros Activos Intangibles Identificables	2.129.001	9.573.349

Activos intangibles	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(962.502.776)	(1.208.120.848)
Activos Intangibles Identificables	(962.502.776)	(1.208.120.848)
Servidumbre y Derechos de Agua	(9.197.486)	(10.121.993)
Concesiones	(883.047.307)	(1.079.109.059)
Costos de Desarrollo	(8.320.904)	(9.448.187)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(8.853.916)	(9.259.597)
Programas Informáticos	(51.063.968)	(91.403.891)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.019.195)	(8.778.121)

(1) El detalle de las concesiones es el siguiente:

Empresa titular de la concesión	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Ampla Energia e Servicios S.A. (Distribución)	543.414.668	637.287.020
Compañía Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	361.959.420	418.699.142
TOTAL	905.374.088	1.055.986.162

(*) Ver nota 3d.1)

La composición y movimientos del activo intangible durante el ejercicio 2015 y 2014 han sido los siguientes:

Año 2015

Movimientos en Activos Intangibles

Saldo Inicial al 01/01/2015**Movimientos en activos intangibles identificables**

Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios

Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas

Amortización (1)

Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (2)

Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios

Incrementos (disminuciones) por transferencias

Incrementos (disminuciones) por otros cambios

Disposiciones y retiros de servicio

Disposiciones

Retiros de servicio

Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (3)**Total movimientos en activos intangibles identificables**

Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2015

Año 2014

Movimientos en Activos Intangibles

Saldo inicial al 01/01/2014**Movimientos en activos intangibles identificables**

Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios

Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas

Amortización

Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo

Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios

Incrementos (disminuciones) por transferencias

Incrementos (disminuciones) por otros cambios

Disposiciones y retiros de servicio

Disposiciones

Retiros de servicio

Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (3)**Total movimientos en activos intangibles identificables**

Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2014

(1) (2) Ver nota 30.

(3) Ver nota 5.1.a) y 5.2.

Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
14.833.312	44.841.692	1.055.986.162	2.206.341	49.549.321	795.228	1.168.212.056
5.588.626	317.865	230.687.290	1.208.396	19.091.097	-	256.893.274
(540.471)	(2.335.864)	(236.814.024)	(303.835)	(3.107.703)	15.908	(243.085.989)
(36.351)	(1.152.144)	(74.777.866)	(780.678)	(9.285.111)	(20.145)	(86.052.295)
-	-	-	-	-	-	-
(1.090.419)	556.721	(62.920.004)	101.292	(264.122)	(201.424)	(63.817.956)
38.538	556.721	-	101.292	(139.831)	(556.720)	-
(1.128.957)	-	(62.920.004)	-	(124.291)	355.296	(63.817.956)
(949.049)	(80.001)	(6.787.470)	-	(53.972)	-	(7.870.492)
-	-	-	-	-	-	-
(949.049)	(80.001)	(6.787.470)	-	(53.972)	-	(7.870.492)
-	(14.575.471)	-	-	(27.824.094)	(479.761)	(42.879.326)
2.972.336	(17.268.894)	(150.612.074)	225.175	(21.443.905)	(685.422)	(186.812.784)
17.805.648	27.572.798	905.374.088	2.431.516	28.105.416	109.806	981.399.272

Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
26.530.426	42.779.382	1.060.466.808	2.205.245	38.718.081	2.860.419	1.173.560.361
3.546.359	1.901.989	184.993.319	1.053.177	17.060.992	-	208.555.836
980.172	(856.524)	32.102.724	(155.290)	(506.857)	124.597	31.688.822
(3.182.841)	(1.604.192)	(98.940.029)	(992.288)	(7.501.894)	(7.207)	(112.228.451)
-	-	(14.948.785)	-	-	-	(14.948.785)
(12.927.088)	2.621.037	(103.283.260)	95.497	2.152.373	(2.182.581)	(113.524.022)
7.870	(433.818)	(556.720)	(23.947)	449.895	556.720	-
(12.934.958)	3.054.855	(102.726.540)	119.444	1.702.478	(2.739.301)	(113.524.022)
(113.716)	-	-	-	(373.374)	-	(487.090)
-	-	-	-	-	-	-
(113.716)	-	-	-	(373.374)	-	(487.090)
-	-	(4.404.615)	-	-	-	(4.404.615)
(11.697.114)	2.062.310	(4.480.646)	1.096	10.831.240	(2.065.191)	(5.348.305)
14.833.312	44.841.692	1.055.986.162	2.206.341	49.549.321	795.228	1.168.212.056

Las principales adiciones a activos intangibles provienen principalmente de Ampla y Coelce sobre inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo a CINIIF 12 (Ver nota 3.d.1).

Las adiciones de activos intangibles relacionadas con las operaciones continuadas ascendieron a M\$ 246.286.301 durante 2015. Por otra parte, la amortización de activos intangibles relacionadas con las Operaciones Continuadas ascendió a M\$ 74.944.152, M\$ 106.274.341 y M\$ 90.481.347 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente. (ver Nota 5.1).

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 10.165.042, M\$ 12.046.728 y M\$ 13.877.942, respectivamente, los cuales corresponden en su totalidad a Operaciones Continuadas.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 31 de diciembre de 2015 (Ver nota 3e).

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

16. Plusvalía

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondos de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo
Ampla Energia e Serviços S.A.	Ampla Energia e Serviços S.A.
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	Hidroeléctrica el Chocón S.A.
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (3)(*)	Generación Chile - Sing
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A
Cachoeira Dourada S.A.	Cachoeira Dourada S.A.
Edegel S.A.A	Edegel S.A.A
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.
Chilectra S.A. (*)	Chilectra S.A.
Empresa Nacional de Electricidad S.A. (*)	Generación Chile - Sic
Inversiones Distrilima S.A.	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Compañía Energética Do Ceará S.A.
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*)	Inversiones Gasatacama Holding
Total	

(*) Operaciones discontinuadas

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2015 (ver nota 3 e).

(1) Ver nota 2.4.1 y 6.

(2) Ver nota 5.1.a)

(3) Ver nota 17.f) iii)

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

a) Operaciones Continuas:

1.- Ampla Energia e Serviços S.A.

Con fecha 20 de Noviembre de 1996 Enersis Américas S.A y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (hoy Ampla de Energia) de Río de Janeiro en Brasil. Enersis Américas S.A. y Chilectra S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enersis Américas S.A. y Chilectra S.A. compraron el 18,5% alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Companhia Energética Do Ceará S.A. (Coelce)

Entre los años 1998 y 1999 Enersis Américas S.A. y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (Coelce) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

Saldo Inicial 01/01/2014 M\$	Incremento/ (Decremento)	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2014 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$ (2)	Saldo Final 31/12/2015 M\$
189.172.295	-	5.474.748	194.647.043	(42.267.975)	-	152.379.068
2.240.478	-	-	2.240.478	-	(2.240.478)	-
11.786.531	-	(740.800)	11.045.731	(1.357.767)	-	9.687.964
8.565.202	-	(942.764)	7.622.438	(1.799.525)	-	5.822.913
4.656.105	-	-	4.656.105	-	(4.656.105)	-
43.385.791	-	3.495.841	46.881.632	1.249.194	-	48.130.826
69.364.835	-	2.007.456	71.372.291	(15.498.627)	-	55.873.664
81.661.135	-	6.579.904	88.241.039	2.351.245	-	90.592.284
5.213.757	-	(327.692)	4.886.065	(600.606)	-	4.285.459
128.374.362	-	-	128.374.362	-	(128.374.362)	-
731.782.459	-	-	731.782.459	-	(731.782.459)	-
12.904	-	1.040	13.944	372	-	14.316
880.679	-	25.487	906.166	(196.776)	-	709.390
95.223.795	-	2.755.828	97.979.623	(21.276.460)	-	76.703.163
-	18.737.737	1.466.514	20.204.251	-	(20.204.251)	-
1.372.320.328	18.737.737	19.795.562	1.410.853.627	(79.396.925)	(887.257.655)	444.199.047

3.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enersis Américas S.A. y Chilectra S.A. adquirieron en conjunto con Endesa S.A. el 48,5% de la sociedad Colombiana Codensa S.A., empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

4.- Hidroeléctrica el Chocón S.A.

Con fecha 31 de agosto del año 1993, Endesa Chile se adjudicó el 59% de la propiedad de Hidroeléctrica el Chocón en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino.

5.- Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.

Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enersis Américas S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. (Edelnor).

6.- Cachoeira Dourada S.A.

Con fecha 05 de Septiembre del año 1997, nuestra filial Endesa Chile se adjudicó el 79% de la sociedad Cachoeira Dourada S.A. en el estado de Goias, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

7.- Edegel S.A.A.

Con fecha 09 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra filial Endesa Chile adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Edegel S.A.

8.- Emgesa S.A. E.S.P.

Con fecha 23 de octubre del año 1997 nuestra filial Endesa Chile adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

b) Operaciones Discontinuas:

1.- Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Con fecha 30 de septiembre de 1996, Chilectra S.A adquirió el 100 % de la sociedad Empresa Eléctrica de Colina Ltda. a la sociedad Inversiones Saint Thomas S.A., compañía no relacionada ni directa ni indirectamente con Chilectra S.A.

2.- Empresa Eléctrica Pangue S.A.

Con fecha 12 de julio de 2002, Endesa Chile adquirió el 2,51 % de acciones de Empresa Eléctrica Pangue S.A. haciendo efectiva la opción de venta que tenía el socio minoritario Internacional Finance Corporation (IFC).

Con fecha 2 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangue S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

3.- Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

Con fecha 11 de agosto de 2005, Endesa Chile compró los derechos sociales de la sociedad Inversiones Lo Venecia Ltda., quién poseía como único activo el 25% de la sociedad San Isidro S.A. (Compra de minoritarios).

Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

Con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

4.- Chilectra S.A.

Durante el mes de noviembre del año 2000, Enersis Américas S.A., en licitación pública a través de un poder comprador, adquirió un 25,4% adicional de participación en la filial Chilectra S.A. alcanzando un 99,99 % de la propiedad.

5.- Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile S.A.)

Con fecha 11 de mayo de 1999, Enersis Américas S.A. adquirió un 35% adicional de Endesa Chile alcanzando un 60% de la propiedad de la generadora, mediante licitación pública en la Bolsa de Comercio de Santiago y por compra de acciones en Estados Unidos (30% y 5 % respectivamente).

6.- Inversiones GasAtacama Holding Limitada.

Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha (Ver nota 2.4.1 y 6).

17. Propiedades, planta y equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	5.003.566.633	8.234.215.719
Construcción en Curso	607.250.238	1.735.117.241
Terrenos	100.503.005	106.233.186
Edificios	71.001.964	81.981.704
Planta y Equipo	4.055.483.055	6.097.991.766
Instalaciones Fijas y Accesorios	75.919.162	96.320.714
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	93.409.209	116.571.108
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	8.112.003.524	14.301.161.988
Construcción en Curso	607.250.238	1.735.117.241
Terrenos	100.503.005	106.233.186
Edificios	124.231.301	154.431.222
Planta y Equipo	6.986.028.809	11.912.075.769
Instalaciones Fijas y Accesorios	174.119.689	248.884.529
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	119.870.482	144.420.041
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(3.108.436.891)	(6.066.946.269)
Edificios	(53.229.337)	(72.449.518)
Planta y Equipo	(2.930.545.754)	(5.814.084.003)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(98.200.527)	(152.563.815)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(26.461.273)	(27.848.933)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante los ejercicios 2015 y 2014 han sido los siguientes:

Movimientos año 2015		Construcción en Curso
		M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015		1.735.117.241
	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.068.754.499
	Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(156.856.597)
	Depreciación (2)	-
	Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(2.522.445)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(1.412.625.340)
Movimientos	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(1.412.281.354)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.412.281.354)
	Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(343.986)
	Disposiciones y retiros de servicio	(3.410.468)
	Disposiciones	-
	Retiros	(3.410.468)
	Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (3)	(621.206.652)
	Total movimientos	(1.127.867.003)
	Saldo final al 31 de diciembre de 2015	607.250.238

Movimientos año 2014		Construcción en Curso
		M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014		1.218.316.396
	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.026.011.114
	Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios (1)	10.802.165
	Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(63.451.758)
	Depreciación (2)	-
	Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(452.716.350)
Movimientos	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(474.284.985)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(474.284.985)
	Incrementos (disminuciones) por otros cambios	21.568.635
	Disposiciones y retiros de servicio	(3.844.326)
	Disposiciones	(1.566.349)
	Retiros	(2.277.977)
	Total movimientos	516.800.845
	Saldo final al 31 de diciembre de 2014	1.735.117.241

(1) Ver nota 2.4.1 y 6.

(2) Ver nota 30.

(3) Ver nota 5.1.a)

Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
106.233.186	81.981.704	6.097.991.766	96.320.714	116.571.108	8.234.215.719
48.234.359	(702.915)	3.400.169	11.053.860	1.108.095	1.131.848.067
(7.426.335)	(11.054.890)	(391.213.355)	(11.521.067)	2.429.439	(575.642.805)
-	(4.818.708)	(364.968.158)	(16.893.517)	(6.749.401)	(393.429.784)
-	-	12.655.608	-	-	10.133.163
21.088.932	19.204.944	1.367.821.944	35.491.552	278.467	31.260.499
11.060.086	14.938.905	1.377.186.537	12.022.038	(2.926.212)	-
11.060.086	14.938.905	1.377.186.537	12.022.038	(2.926.212)	-
10.028.846	4.266.039	(9.364.593)	23.469.514	3.204.679	31.260.499
(713.987)	(679)	(1.235.840)	(278.404)	(11.051)	(5.650.429)
-	-	-	-	-	-
(713.987)	(679)	(1.235.840)	(278.404)	(11.051)	(5.650.429)
(66.913.150)	(13.607.492)	(2.668.969.079)	(38.253.976)	(20.217.448)	(3.429.167.797)
(5.730.181)	(10.979.740)	(2.042.508.711)	(20.401.552)	(23.161.899)	(3.230.649.086)
100.503.005	71.001.964	4.055.483.055	75.919.162	93.409.209	5.003.566.633

Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
99.869.574	92.820.775	5.834.476.720	72.898.921	115.416.339	7.433.798.725
3.081.951	725.802	12.239.464	11.023.265	-	1.053.081.596
3.216.432	-	171.934.310	13.707.484	-	199.660.391
(844.515)	(1.120.737)	(39.565.485)	981.409	7.316.269	(96.684.817)
-	(4.983.828)	(341.810.698)	(13.886.933)	(6.269.994)	(366.951.453)
-	-	(13.770.564)	-	-	(13.770.564)
1.211.017	(4.294.709)	475.028.160	14.203.069	108.494	33.539.681
1.249.969	4.152.489	460.761.588	8.816.027	(695.088)	-
1.249.969	4.152.489	460.761.588	8.816.027	(695.088)	-
(38.952)	(8.447.198)	14.266.572	5.387.042	803.582	33.539.681
(301.273)	(1.165.599)	(540.141)	(2.606.501)	-	(8.457.840)
(238.120)	(1.165.495)	-	(2.511.470)	-	(5.481.434)
(63.153)	(104)	(540.141)	(95.031)	-	(2.976.406)
6.363.612	(10.839.071)	263.515.046	23.421.793	1.154.769	800.416.994
106.233.186	81.981.704	6.097.991.766	96.320.714	116.571.108	8.234.215.719

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo son las inversiones en plantas en funcionamiento y los nuevos proyectos por M\$ 1.131.848.067 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 1.053.081.596 al 31 de diciembre 2014). En el negocio de generación destacan las inversiones en la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW), que implica adiciones a diciembre 2015 por M\$ 287.285.701 (M\$ 175.419.903 al 31 de diciembre 2014) y mayores mantenciones a centrales por M\$ 255.844.322 (M\$ 282.263.008 al 31 de diciembre de 2014), mientras que en los negocios de distribución de las grandes inversiones son las extensiones y las inversiones en redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por M\$ 437.227.477 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 393.818.587 al 31 de diciembre 2014).

Las adiciones a propiedad, planta y equipo relacionadas con las operaciones continuadas al 31 de diciembre de 2015 ascienden a M\$ 864.703.125. Por otra parte, la depreciación de propiedad, planta y equipo relacionadas con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 245.598.045, M\$ 244.468.409 y M\$ 225.484.794 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente. (ver Nota 5.1).

b) Costos capitalizados

b.1) gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M\$ 75.229.894, M\$ 56.918.667 y M\$ 30.325.539 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente, de los cuales M\$ 73.008.564, M\$ 55.101.384 y M\$ 29.326.555 corresponden a Operaciones Continuas, respectivamente (ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varió en un rango comprendido entre 9,0% y un 10,8% al 31 de diciembre de 2015 (7,5% y 10,8% al 31 de diciembre de 2014).

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$ 77.940.280, M\$ 65.229.258 y M\$ 48.087.586 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente, de los cuales M\$ 56.936.227, M\$ 43.723.690 y M\$ 33.256.528 corresponden a Operaciones Continuas, respectivamente.

c) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2015 las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 113.626.656, del cual M\$ 93.409.209 son Operaciones Continuas, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (M\$ 116.571.108 al 31 de diciembre de 2014).

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31/12/2015			31/12/2014		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	23.011.723	3.343.287	19.668.436	19.830.764	1.707.340	18.123.424
Entre un año y cinco años	44.954.548	5.582.380	39.372.168	78.271.598	11.421.552	66.850.046
Más de cinco años	19.822.444	524.712	19.297.732	17.270.183	459.055	16.811.128
Total	87.788.715	9.450.379	78.338.336	115.372.545	13.587.947	101.784.598

Los activos en Leasing de las operaciones continuadas, provienen principalmente de:

1. Edegel S.A.: corresponde a los contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank . El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor + 1.75 % al 31 de diciembre de 2015.

Asimismo, la empresa cuenta con un contrato, suscrito con Scotiabank, que financió la construcción de una nueva planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa. El plazo de dicho contrato es de 9 años y devenga intereses a una tasa anual de Libor + 1.75%. El importe en libros de estos activos en leasing alcanzan a M\$ 33.533.825 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 35.641.611 al 31 de diciembre de 2014).

Los activos en Leasing de las operaciones discontinuadas, provienen principalmente de:

1. Endesa Chile S.A.: corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la Empresa y Abengoa Chile S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%. El importe en libros de estos activos en leasing alcanzan a M\$ 20.217.448 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 21.071.706 al 31 de diciembre de 2014).

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 incluyen M\$ 15.872.516 M\$ 21.087.207 y M\$ 18.878.285, respectivamente; de los cuales M\$ 12.449.187, M\$ 14.352.431 y M\$ 10.835.191 corresponden a Operaciones Continuadas, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos fijos en explotación.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Menor a un año	15.050.043	13.540.619
Entre un año y cinco años	21.988.822	34.389.527
Más de cinco años	8.565.963	46.504.376
Total	45.604.828	94.434.522

e) Otras informaciones relativas a Operaciones Continuas

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2015 compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por monto de M\$ 462.845.826, del cual M\$ 164.998.373 corresponden a Operaciones Continuas (M\$ 468.173.548 al 31 de diciembre de 2014).

ii) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 13.903.028 y M\$ 21.952.283, respectivamente, los cuales corresponden en su totalidad a Operaciones Continuas. (ver Nota 36).

iii) La Sociedad y sus filiales extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 para el caso de las generadoras y de MM€50 para las distribuidoras, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500. Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

iv) Nuestra filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A., debido a la demora en el cumplimiento de ciertos puntos contenidos en el Acta de Acuerdo suscrita con el Gobierno Nacional de Argentina, en especial en lo que se refiere al reconocimiento semestral de ajustes de tarifas por el mecanismo de monitoreo de costos (MMC) y la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) previstos en dicha Acta, está afectada fuertemente en su equilibrio financiero.

Al cierre del ejercicio 2011, Enersis Américas registro una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A.. Al 31 de diciembre de 2015 el monto registrado es por M\$ 49.848.116 (ver nota 3.e).

v) En el mes de noviembre del año 2010, la Compañía firmó el contrato CEQ- 21 con el Consorcio Impregilo – Obrascon Huarte Lain (OHL), el cual tenía por objeto la construcción de las obras civiles principales del proyecto hidroeléctrico El Quimbo; al 31 de diciembre de 2015 la mayoría de las obras relevantes de dicho contrato se encuentran ejecutadas y en proceso de análisis, revisión y verificación de todos los asuntos inherentes a lo pactado en el contrato, especialmente lo referente a la recepción definitiva de las obras, para posteriormente iniciar el proceso de liquidación final del mismo.

Dentro de la revisión y análisis referidos, y bajo el marco general del contrato, la Compañía se encuentra además verificando el cumplimiento de una serie de hitos contractuales (de obligatorio cumplimiento para el Contratista Consorcio Impregilo-OHL), y cuyo incumplimiento acarrea la aplicación de multas o apremios, sin perjuicio de asuntos futuros adicionales que puedan surgir dentro de la liquidación final del contrato.

Dentro de éstos Hitos en análisis, se encuentra el número 15 pactado en el contrato: "termino de las obras": Este término fue pactado para el día 15 de octubre de 2015, pero teniendo en cuenta que al 31 de diciembre de 2015 este hito no ha finalizado, se genera un atraso de 77 días y un posible descuento al contratista tasado en M\$ Col 83.849.329. (M\$ 18.906.813).

Por otra parte, el contrato también establece un margen de variación para las cantidades acordadas en el mismo, de tal forma que, si las cantidades finalmente ejecutadas están por debajo del 85% de las estimadas en el contrato, se le deberá pagar al Contratista la administración y los imprevistos correspondientes a la cantidad

faltante para llegar al 85% de lo contratado. De manera recíproca, si las cantidades realmente ejecutadas sobrepasan el 115% de las contratadas, se le descontará la administración y los imprevistos a las cantidades que sobrepasen este 115%.

En concordancia con lo anterior, la compañía se encuentra analizando las actividades relacionadas con el contrato, identificando variaciones importantes en cantidades de obra (VICO) que de acuerdo con lo pactado generarían un descuento que se debe aplicar al contratista por valor de M\$ Col 8.455.079 (M\$ 1.906.498).

Por su parte, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante la Compañía ocho reclamaciones por M\$ Col 147.685.420 (M\$ 33.300.929). Este monto incluye costos financieros y supuestos sobrecostos generados en temas como descapote, cambios en referencias de materiales para los rellenos de presa y dique auxiliar, hallazgos arqueológicos, consecución de personal calificado y variaciones por volatilidad de la tasa de cambio. La Compañía de acuerdo con el análisis técnico y jurídico realizado a cada una de las reclamaciones, considera que estas no proceden por cuanto no se encuentran especificadas en el alcance del contrato.

Adicionalmente, el contratista presentó notificaciones de ordenes de cambio (NOC) por valor de M\$ Col 28.522.475 (M\$ 6.431.406). Del análisis preliminar de las mismas, la Compañía registró en los estados financieros un valor de M\$ Col 8.425.765 (M\$ 1.899.888). El monto diferencial, corresponde a costos que no están bajo la responsabilidad de la Compañía por valor de M\$ Col 11.945.357 (M\$ 2.693.505), por cuya razón se rechazan.

f) Otras informaciones relativas a Operaciones Discontinuadas

i) La situación de determinados activos, de nuestra filial Endesa Chile, básicamente obras e infraestructuras de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC en el año 1998 ha cambiado, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configura una situación de abastecimiento en los próximos años que se estima no requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la sociedad registró en el ejercicio 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$43.999.600, vigente a la fecha.

ii) Con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW" ("el contrato") suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("el propietario") y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada"; (ii) la empresa italiana "Tecnimont SpA"; (iii) la empresa brasileña "Tecnimont do Brasil Construção e Administração de Projetos Ltda."; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke Strojarne a.s." ("SES"); (v) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada"; (todos colectivamente denominados "el Consorcio").

El total de las referidas boletas correspondía a las cantidades de US\$ 74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$ 38.200.000 aprox.). Durante el ejercicio 2012, se cobraron boletas por un monto total de US\$ 93.992.554, El cobro de estas Boletas de Garantías redujo la capitalización de los sobrecostos incurridos con motivo de los incumplimientos al contrato.

Con fecha 17 de octubre de 2012, Endesa Chile interpuso ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional una solicitud de arbitraje en contra del Consorcio, con el objeto de exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas, al amparo del contrato de construcción señalado. Con fecha 29 de diciembre de 2014, el Directorio de Endesa Chile aceptó y aprobó un acuerdo con el Consorcio que pone término al arbitraje y que otorga un amplio finiquito recíproco de las obligaciones. Como consecuencia de este acuerdo, al cierre de 2014 Endesa Chile incurrió en costos adicionales por U\$125 millones (aprox. M\$75.843.750), los cuales fueron reconocidos como parte del costo de adquisición de propiedades planta y equipos. Finalmente el pago de estos costos se concretó con fecha 6 de abril de 2015.

iii) Al cierre del ejercicio 2012, nuestra filial Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. ("CELTA"), cuyos activos y pasivos al 31 de diciembre de 2015 han sido reclasificados como mantenidos para ser distribuidos a los propietarios, registró una pérdida por deterioro por M\$ 12.578.098, con el propósito de ajustar el valor libro de ciertos activos específicos que operan en el SING a su valor recuperable.

Al cierre del ejercicio 2015, se han aprobado una serie de desarrollos regulatorios en el sector energético chileno que, habiéndose evaluado por la compañía, han llevado a la determinación de que todos los activos operativos de Generación en Chile se encontrarían dentro de la misma UGE. A dicho respecto, el análisis realizado se sostiene en el hecho que Endesa Chile, operación discontinuada al 31 de diciembre de 2015, realiza una optimización y gestión para todos activos de su parque de generación, adquisición de combustibles y la decisión de la política comercial de forma centralizada, con ventas de contratos realizadas a nivel de la empresa y que no son asignadas por central. De esta forma, la generación de flujos depende de todos los activos en su conjunto.

Anteriormente, la compañía distinguía una UGE para los activos que operan en el SIC y otras para activos específicos que operan en el SING, bajo la consideración de que existían dos mercados independientes. El nuevo esquema, aprobado en 2015, plantea la interconexión del SIC y el SING, unifica los mercados, y considera la formación de precios única, como ocurre con las últimas licitaciones de suministro a clientes regulados.

Por lo anterior, se han configurado condiciones que provocan la necesidad de revertir la pérdida por deterioro antes indicada, al suponer aquellas un cambio en las estimaciones que originalmente dieron lugar al registro de la pérdida por deterioro. Lo anterior se fundamenta, entre otros aspectos, por la generación de valor que origina el proyecto de interconexión entre el SIC y SING que se prevé estará operativo en 2019, gracias a una mejor utilización de reservas, ampliación del mercado potencial para los activos específicos deteriorados y disminución del riesgo global del portafolio. Los efectos de la interconexión están considerados en las proyecciones que utiliza la compañía para realizar las pruebas de deterioro (ver nota 3.e).

iv) Al cierre del ejercicio 2014, nuestra filial Endesa Chile S.A. registró una provisión por deterioro por M\$ 12.581.947 relacionada con el proyecto Punta Alcalde. Esta provisión surge como consecuencia de que el proyecto, en su definición actual, no se encuentra totalmente alineado con la estrategia que la compañía está reformulando para el desarrollo de sus proyectos, particularmente en lo relacionado con liderazgo tecnológico, y la sustentabilidad con el medio ambiente y la sociedad. Endesa Chile ha decidido detener el desarrollo del proyecto a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad (ver nota 3.e).

v) Como parte de su estrategia de sostenibilidad y relaciones comunitarias, Endesa Chile ha decidido estudiar nuevas alternativas de diseño para el proyecto Neltume, en especial, respecto de la descarga sobre el lago Neltume, lo cual ha sido planteado por las comunidades en las diversas instancias de diálogo. Para poder iniciar una nueva fase de estudio de una alternativa de proyecto que contemple la descarga de aguas sobre el río Fuy, a fines de diciembre de 2015 la compañía retiró el Estudio de Impacto Ambiental de la central. Esta decisión compete sólo al proyecto central Neltume y no al proyecto de transmisión, el que sigue su curso de tramitación en el Servicio de Evaluación Ambiental.

Como consecuencia de lo anterior, al 31 de diciembre de 2015 Endesa Chile reconoció un pérdida de M\$ 2.706.830, asociada al castigo de ciertos activos relacionados con el Estudio de Impacto Ambiental que ha sido retirado y a otros estudios directamente vinculados al antiguo diseño.

vi) Al 31 de diciembre de 2015, Endesa Chile registró una provisión por deterioro por M\$ 2.522.445 asociada al total de la inversión del proyecto eólico Waiwen. Esta pérdida surge como resultado de nuevas mediciones realizadas por la compañía respecto a la viabilidad del proyecto, concluyendo que, bajo las condiciones existentes a la fecha, su rentabilidad es incierta.

18. Propiedad de inversión

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante los ejercicios 2015 y 2014 han sido los siguientes:

	Propiedades de Inversión, Bruto	Depreciación Acumulada, Amortización y Deterioro	Propiedades de Inversión, Neto
Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	47.047.605	(2.170.556)	44.877.049
Adiciones	1.463.242	-	1.463.242
Venta de Terrenos	(1.806.675)	-	(1.806.675)
Desapropiaciones relacionada con la venta de subsidiaria (1)	(36.040.698)	-	(36.040.698)
Gasto por depreciación	-	(30.483)	(30.483)
Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados	-	52.127	52.127
Saldo al 31 de diciembre de 2014	10.663.474	(2.148.912)	8.514.562
Desapropiaciones	(1.724.811)	1.387.042	(337.769)
Gasto por depreciación	-	(25.806)	(25.806)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados	-	-	-
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(8.938.663)	787.676	(8.150.987)
Saldo final propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2015	-	-	-

(1) Ver nota 2.4.1.

(2) Ver nota 5.1.a)

El precio de venta de los inmuebles vendidos durante el ejercicio 2015 y 2014 ascendió a M\$ 1.800.933 y M\$ 9.363.249, respectivamente.

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2015 ascendió a M\$ 11.113.107. Este valor fue determinado sobre la base de tasaciones independientes.

Al 31 de diciembre de 2015, el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes.

La jerarquía de los valores razonables de las propiedades de inversión es la siguiente:

	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
	M\$	M\$	M\$
Propiedades de Inversión	-	11.113.107	-

Ver Nota 3.h.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el detalle de los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión, clasificados como operaciones discontinuadas es el siguiente:

	Saldo al		
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
Ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión	M\$	M\$	M\$
Ingresos derivados de rentas por arrendamientos provenientes de las propiedades de inversión	163.660	263.643	341.494
Ingresos derivados de plusvalías en la venta provenientes de las propiedades de inversión	1.800.933	9.363.249	16.510.931
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión generadoras de ingresos por arrendamientos	(163.767)	(328.590)	(192.963)
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión no generadoras de ingresos por arrendamientos	(337.770)	(1.806.675)	(4.315.400)
Total (*)	1.463.056	7.491.627	12.344.062

(*) Ver nota 5.1.c)

No existen contratos para reparaciones, mantenimiento, adquisición, construcción o desarrollo que representen obligaciones futuras para el Grupo al 31 de diciembre de 2015 ni al 31 de diciembre de 2014.

El Grupo tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de sus inversiones inmobiliarias, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

19. Impuestos diferidos

a. El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es:

Movimientos	Impuestos diferidos de Activos	Depreciaciones Acumuladas
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	63.763.279
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.969.882)
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.116.721)
	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para distribuir a los propietarios (2)	(4.982.473)
	Otros incrementos (decrementos)	(24.516.409)
	Saldo final al 31 de diciembre de 2015	25.177.794

Movimientos	Impuestos diferidos de Activos	Depreciaciones Acumuladas
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	69.331.028
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.990.390)
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-
Movimientos	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (1)	-
	Desinversiones mediante enajenación de negocios	(107.241)
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	(1.847.234)
	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para la Venta	-
	Otros incrementos (decrementos)	(1.622.884)
	Saldo final al 31 de diciembre de 2014	63.763.279

Impuestos diferidos de Activos relativos a

Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	Impuestos Diferidos de Activos
1.506.979	86.266.322	3.103.317	21.132.561	4.851.839	13.013.577	193.637.874
(620.212)	25.701.841	33.790.833	(4.316.990)	7.868.629	(42.100.049)	18.354.170
-	-	6.338.161	806.915	-	-	7.145.076
(1.860.738)	(5.404.662)	(9.206.928)	(339.940)	-	(863.778)	(24.792.767)
-	(2.687.490)	(422.929)	-	(12.720.468)	(1.503.949)	(22.317.309)
6.607.405	(76.462.306)	401.995	(1.547.792)	-	32.815.086	(62.702.021)
5.633.434	27.413.705	34.004.449	15.734.754	-	1.360.887	109.325.023

Impuestos diferidos de Activos relativos a

Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	Impuestos Diferidos de Activos
-	72.196.398	721.942	43.659.516	1.710.288	22.518.595	210.137.767
(367.726)	5.086.210	(10.571.495)	(28.275.716)	4.860.441	9.600.350	(21.658.326)
-	-	10.357.383	1.074.342	-	(1.084)	11.430.641
-	879.716	-	-	537.932	974.883	2.392.531
-	(34.403)	-	-	(329.845)	(5.816.292)	(6.287.781)
(551.562)	1.904.394	(1.086.184)	(110.140)	-	(2.055.603)	(3.746.329)
-	(29.583)	(1.761)	-	(1.448.281)	(1.142.270)	(2.621.895)
2.426.267	6.263.590	3.683.432	4.784.559	(478.696)	(11.065.002)	3.991.266
1.506.979	86.266.322	3.103.317	21.132.561	4.851.839	13.013.577	193.637.874

Impuestos diferidos de Pasivos

	Depreciaciones Acumuladas
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	427.881.352
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	26.238.797
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-
Diferencia de conversión de moneda extranjera	4.395.448
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para distribuir a los propietarios (2)	(233.948.342)
Otros incrementos (decrementos)	(53.222.278)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	171.344.977

Impuestos diferidos de Pasivos

	Depreciaciones Acumuladas
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	357.404.910
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(37.480.718)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (1)	27.088.856
Desinversiones mediante enajenación de negocios	-
Diferencia de conversión de moneda extranjera	18.935.850
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para la Venta	-
Otros incrementos (decrementos)	61.932.454
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	427.881.352

(1) Ver nota 2.4.1 y 6.

(2) Ver nota 5.1.a).

Impuestos diferidos de Pasivos relativos a

Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Contratos de moneda extranjera	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Otros	Impuestos Diferidos de Pasivos
-	41.553	-	16.499	163.063	50.259.017	478.361.484
(712.025)	13.122.113		488.257	-	37.625.257	76.762.399
-	-		(64.398)	147.605	(200.133)	(116.926)
-	(1)		65.061	5.424	(18.128.150)	(13.662.218)
-	(285.255)		(679)	-	(792.049)	(235.026.325)
712.025	(12.861.646)	-	(504.503)	(66.322)	(8.471.075)	(74.413.799)
-	16.764	-	237	249.770	60.292.867	231.904.615

Impuestos diferidos de Pasivos relativos a

Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Contratos de moneda extranjera	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Otros	Impuestos Diferidos de Pasivos
21.169.697	20.220	-	20.818	5.792.725	11.078.520	395.486.890
(1.281.408)	(24.553.240)	-	(470.394)	(4.687.449)	39.058.137	(29.415.072)
-	-	-	(20.511)	401.237	378	381.104
-	-		-	-	1.834.311	28.923.167
-	-		-	-	-	-
1.906.194	(307.279)		-	141.446	(2.472.330)	18.203.881
-	-		-	-	-	-
(21.794.483)	24.881.852	-	486.586	(1.484.896)	760.001	64.781.514
-	41.553	-	16.499	163.063	50.259.017	478.361.484

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo cubren lo necesario para recuperar estos activos.

b. Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 20.342.024 (M\$ 42.776.327 al 31 de diciembre de 2014) Ver nota 3.p.

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos, el Grupo Enersis Américas, no ha reconocido impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 1.840.354.456, de los cuales M\$ 982.946.588 corresponden a operaciones continuas (M\$ 1.922.581.276 al 31 de diciembre de 2014). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos en relación con las diferencias temporarias deducibles relativas a inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 31 de diciembre de 2015 dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a M\$ 3.138.611.507, de los cuales M\$ 2.698.896.553 corresponden a operaciones continuas (M\$ 3.451.816.581 al 31 diciembre de 2014).

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles, las cuales al 31 de diciembre de 2015 ascienden a M\$ 57.311.886, monto que en su totalidad corresponde a operaciones continuas (M\$ 79.702.961 al 31 de diciembre de 2014). Lo anterior, debido a que no es probable que existan utilidades fiscales en futuro que permitan recuperar dichas diferencias temporarias.

Las sociedades del grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2012-2014
Argentina	2008-2014
Brasil	2009-2014
Colombia	2013-2014
Perú	2010-2014

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros del Grupo.

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de diciembre de 2015			31 de diciembre de 2014		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(442.864)	(291)	(443.155)	1.849	(1.462)	387
Cobertura de Flujo de Caja	(138.241.392)	36.399.000	(101.842.392)	(145.892.370)	35.887.996	(110.004.374)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(552.420)	-	(552.420)	13.476.871	-	13.476.871
Ajustes por conversión	(644.537.672)	-	(644.537.672)	4.370.648	-	4.370.648
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(19.027.368)	6.018.363	(13.009.005)	(36.681.734)	12.694.514	(23.987.220)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(802.801.716)	42.417.072	(760.384.644)	(164.724.736)	48.581.048	(116.143.688)

c. En Chile, con fecha 29 de septiembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.780, que introdujo modificaciones al sistema de impuesto a la renta y otros impuestos. La mencionada ley establece la sustitución del sistema tributario actual, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente integrado.

La misma Ley establece un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. Así, para el año 2014 dicho impuesto se incrementó a 21%, a 22,5% el año 2015 y a 24% el año 2016. A contar del año 2017 los contribuyentes sujetos al régimen de renta atribuida tendrán una tasa de 25%, mientras que las sociedades acogidas al sistema parcialmente integrado aumentarán su tasa a 25,5% el año 2017 y a 27% a contar del año 2018.

Asimismo, la referida ley establece que a las sociedades anónimas se le aplicará por defecto el sistema parcialmente integrado, a menos que una futura Junta Extraordinaria de Accionistas acuerde optar por el sistema de renta atribuida.

De acuerdo a lo indicado en nota 3.p) y asumiendo la aplicación del sistema parcialmente integrado, atendido a que ese es el sistema que por defecto deben aplicar las sociedades anónimas y que no se ha celebrado una Junta Extraordinaria de Accionistas que haya acordado adoptar el sistema alternativo, Enersis Américas reconoció las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos, que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría, directamente en Patrimonio. En concreto, durante el ejercicio 2014 el cargo neto registrado en el Patrimonio de Enersis Américas ascendió a M\$ 62.035.245, disminuyendo el Patrimonio atribuible a los propietarios de la sociedad controladora en M\$ 38.284.524.

d. En Colombia, la ley 1.739 de 2014 modificó la tarifa del impuesto de renta para la equidad (CREE) a partir del año gravable 2016, pasando del 8% al 9% de manera indefinida, la cual recae sobre las utilidades gravables obtenidas durante cada año; adicionalmente, la misma ley estableció la sobretasa al CREE del 5%, 6%, 8% y 9% por los años 2015, 2016, 2017 y 2018, respectivamente.

El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido crédito o débito respectivamente a las tasas de impuestos vigentes cuando se revertan las diferencias (39% para el 2015, 40% para el 2016, 42% para el 2017, 43% para el 2018 y 34% a partir del 2019), siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro y además para el activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable.

Las filiales colombianas producto de este incremento en las tasas, reconocieron al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 3.943.235.

e. En Perú, al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, la tasa del impuesto a las ganancias es de 30% sobre la utilidad gravable luego de deducir la participación de los trabajadores que se calcula con una tasa de 5% sobre la utilidad imponible.

A partir del ejercicio 2015, en atención a la Ley N° 30296, la tasa del impuesto a la renta aplicable sobre la utilidad gravable, luego de deducir la participación de los trabajadores será la siguiente: Año 2015 y 2016 de 28%, Año 2017 y 2018 de 27% y año 2019 en adelante de 26%.

Las filiales peruanas producto de este decremento en las tasas, reconocieron al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 24.818.773.

20. Otros Pasivos Financieros

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan intereses	617.276.453	1.846.995.721	418.266.381	3.167.948.954
Instrumentos derivados de cobertura (*)	69.545.029	300.871	995.059	114.861.592
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	1.052.026	-	2.544.239	6.286.982
Total	687.873.508	1.847.296.592	421.805.679	3.289.097.528

(*) ver nota 22.2.a

(**) ver nota 22.2.b

20.1 Préstamos que devengan intereses

El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	188.121.545	232.626.020	42.325.846	247.216.989
Obligaciones con el público no garantizadas	356.221.587	1.391.715.407	308.925.119	2.565.417.993
Arrendamiento financiero	19.668.436	58.669.900	18.123.424	83.661.174
Otros préstamos	53.264.885	163.984.394	48.891.992	271.652.798
Total	617.276.453	1.846.995.721	418.266.381	3.167.948.954

El desglose por monedas y vencimientos de los [Préstamos Bancarios](#) al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente		
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2015
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	
				M\$	M\$	M\$
Perú	US\$	2,40%	Sin Garantía	26.650.675	2.833.429	29.484.104
Perú	Soles	5,20%	Sin Garantía	12.712.792	-	12.712.792
Argentina	US\$	13,13%	Sin Garantía	3.899.595	-	3.899.595
Argentina	\$ Arg	37,06%	Sin Garantía	2.693.226	4.809.318	7.502.544
Colombia	\$ Col	6,46%	Sin Garantía	32.928.994	76.448.340	109.377.334
Brasil	Real	14,53%	Sin Garantía	9.045.598	16.099.578	25.145.176
Total				87.930.880	100.190.665	188.121.545

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente		
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2014
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	
				M\$	M\$	M\$
Chile	US\$	5,98%	Sin Garantía	-	1.007.362	1.007.362
Chile	Ch\$	5,47%	Sin Garantía	1.594	-	1.594
Perú	US\$	2,93%	Sin Garantía	2.472.247	8.382.913	10.855.160
Perú	Soles	5,41%	Sin Garantía	175.487	-	175.487
Argentina	US\$	13,03%	Sin Garantía	11.451.387	2.126.669	13.578.056
Argentina	\$ Arg	33,25%	Sin Garantía	4.304.802	11.794.567	16.099.369
Colombia	\$ Col	8,13%	Sin Garantía	-	209.395	209.395
Brasil	Real	10,30%	Sin Garantía	9.358	390.065	399.423
Total				18.414.875	23.910.971	42.325.846

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 423.123.934 (M\$ 378.488.796 al 31 de diciembre de 2014). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.h).

No Corriente

Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2015
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
3.777.906	19.247.361	299.442	-	-	23.324.709
2.083.721	22.920.929	-	-	-	25.004.650
-	-	-	-	-	-
1.080.762	-	-	-	-	1.080.762
29.066.078	-	-	-	63.647.258	92.713.336
30.167.521	30.167.521	30.167.521	-	-	90.502.563
66.175.988	72.335.811	30.466.963	-	63.647.258	232.626.020

No Corriente

Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2014
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
38.628.554	17.850.471	16.254.959	255.432	-	72.989.416
-	2.029.640	22.326.036	-	-	24.355.676
1.022.595	-	-	-	-	1.022.595
6.999.683	-	-	-	-	6.999.683
-	-	-	-	77.750.800	77.750.800
-	21.366.273	21.366.273	21.366.273	-	64.098.819
46.650.832	41.246.384	59.947.268	21.621.705	77.750.800	247.216.989

Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

En anexo N° 5, letra a), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a los Préstamos bancarios arriba mencionados.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	Corriente M\$		
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjero	Ampla Energia S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,58%	13,71%	Al Vencimiento	-	400.960	400.960
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	97004.000-5	Lineas de crédito	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Otra	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,98%	3,96%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,17%	2,06%	Trimestral	244.599	601.653	846.252
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,25%	3,07%	Trimestral	458.314	1.333.451	1.791.765
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,48%	3,40%	Trimestral	328.118	898.325	1.226.443
Extranjero	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	3,49%	3,51%	Mensual	-	-	-
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itau Brasil	Brasil	Real	14,39%	14,68%	Semestral	-	1.128.884	1.128.884
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,72%	13,97%	Anual	-	14.569.734	14.569.734
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	Real	13,80%	15,76%	Otra	9.045.598	-	9.045.598
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	3,44%	3,36%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1,08%	1,06%	Al Vencimiento	25.619.644	-	25.619.644
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,90%	6,73%	Trimestral	28.776	-	28.776
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,83%	5,71%	Trimestral	95.383	-	95.383
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	14.718	-	14.718
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	23.807	-	23.807
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	15.918	-	15.918
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	14.416	-	14.416
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	4,67%	4,59%	Trimestral	12.519.774	-	12.519.774
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	34,64%	30,07%	Mensual	-	-	-
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau Argentina	Argentina	\$ Arg	38,20%	32,79%	Mensual	-	-	-
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	35,36%	30,67%	Mensual	83.049	-	83.049
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	29,74%	26,91%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	45,20%	37,88%	Trimestral	169.444	274.065	443.509
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	\$ Arg	34,06%	29,50%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,39%	8,22%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,27%	8,11%	Al Vencimiento	135.920	3.353.778	3.489.698
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	8,30%	8,14%	Al Vencimiento	48.510	1.192.454	1.240.964
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	6,06%	5,93%	Al Vencimiento	11.038.653	-	11.038.653
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,57%	6,01%	Al Vencimiento	5.169.932	-	5.169.932
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	6,30%	6,16%	Al Vencimiento	361.969	27.472.753	27.834.722
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,84%	6,66%	Al Vencimiento	13.251.721	-	13.251.721
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,87%	5,70%	Al Vencimiento	-	20.318.330	20.318.330
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,93%	5,76%	Al Vencimiento	-	13.509.598	13.509.598
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,65%	5,50%	Al Vencimiento	-	10.462.152	10.462.152
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	702%	6,90%	Al Vencimiento	-	139.275	139.275
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	6,30%	6,15%	Al Vencimiento	2.922.289	-	2.922.289
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	34,23%	32,75%	Al Vencimiento	438.505	-	438.505
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	B.N.P Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	5,98%	Semestral	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97004.000-5	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Mensual	-	-	-
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	51,46%	42,24%	Al Vencimiento	-	714.607	714.607
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau Argentina	Argentina	\$ Arg	55,07%	44,68%	Al Vencimiento	-	271.439	271.439
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	44,16%	37,14%	Al Vencimiento	-	181.232	181.232
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	49,96%	41,21%	Al Vencimiento	-	259.139	259.139
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	45,10%	37,81%	Al Vencimiento	-	852.379	852.379
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US\$	14,84%	13,92%	Trimestral	1.216.306	-	1.216.306
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arg	51,97%	42,59%	Al Vencimiento	-	291.321	291.321
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	97004.000-5	Banco Santander Chile	Chile	Ch\$	4,50%	4,50%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	34,46%	31,10%	Al Vencimiento	1.119.924	-	1.119.924
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	Trimestral	1.341.641	-	1.341.641
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	Trimestral	670.824	-	670.824
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	Trimestral	670.824	-	670.824
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicato IV	Argentina	\$ Arg	40,59%	35,54%	Trimestral	202.930	451.981	654.911
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau- Sindicato IV	Argentina	\$ Arg	40,59%	35,54%	Trimestral	185.284	412.679	597.963
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicato IV	Argentina	\$ Arg	40,59%	35,54%	Trimestral	176.461	393.027	569.488
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicato IV	Argentina	\$ Arg	40,59%	35,54%	Trimestral	61.761	137.560	199.321
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad -Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	40,59%	35,54%	Trimestral	26.469	58.954	85.423
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arg	40,59%	35,54%	Trimestral	229.399	510.935	740.334
Totales										87.930.880	100.190.665	188.121.545

31 de diciembre de 2015

31 de diciembre de 2014

No Corriente M\$					Corriente M\$				No Corriente M\$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
7.765.896	7.765.896	7.765.896	-	-	23.297.688	-	390.065	390.065	-	9.920.055	9.920.055	9.920.055	-	29.760.165
-	-	-	-	-	-	133	-	133	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	260.672	564.193	824.865	752.258	752.258	15.233.217	-	-	16.737.733
802.204	18.049.594	-	-	-	18.851.798	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.777.935	-	-	-	-	1.777.935	395.746	1.137.486	1.533.232	1.516.648	1.516.648	-	-	-	3.033.296
1.197.767	1.197.767	299.442	-	-	2.694.976	287.425	766.306	1.053.731	1.021.742	1.021.742	1.021.742	255.432	-	3.320.658
-	-	-	-	-	-	9.358	-	9.358	-	-	-	-	-	-
8.960.650	8.960.650	8.960.650	-	-	26.881.950	-	-	-	-	11.446.218	11.446.218	11.446.218	-	34.338.654
13.440.975	13.440.975	13.440.975	-	-	40.322.925	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	1.516.649	5.914.928	7.431.577	13.498.170	14.559.823	-	-	-	28.057.993
-	-	-	-	-	-	11.755	-	11.755	21.839.736	-	-	-	-	21.839.736
2.083.721	-	-	-	-	2.083.721	28.029	-	28.029	-	2.029.640	-	-	-	2.029.640
-	4.375.814	-	-	-	4.375.814	92.908	-	92.908	-	-	4.262.243	-	-	4.262.243
-	3.125.581	-	-	-	3.125.581	12.224	-	12.224	-	-	3.044.460	-	-	3.044.460
-	5.209.302	-	-	-	5.209.302	19.669	-	19.669	-	-	5.074.099	-	-	5.074.099
-	5.000.930	-	-	-	5.000.930	12.130	-	12.130	-	-	4.871.135	-	-	4.871.135
-	5.209.302	-	-	-	5.209.302	10.527	-	10.527	-	-	5.074.099	-	-	5.074.099
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	86.295	3.157.116	3.243.411	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	20.520	807.217	827.737	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	434.480	-	434.480	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	47.485	1.435.053	1.482.538	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	566.446	-	566.446	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	287.700	-	287.700	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	55.892	55.892	-	-	-	-	20.393.652	20.393.652
-	-	-	-	46.952.895	46.952.895	-	153.503	153.503	-	-	-	-	57.357.148	57,357,148
-	-	-	-	16.694.363	16.694.363	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29.066.078	-	-	-	-	29.066.078	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	710.351	-	710.351	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	1.007.362	1,007,362	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	1.338	-	1,338	-	-	-	-	-	-
259.978	-	-	-	-	259.978	-	800.033	800.033	853.856	-	-	-	-	853.856
120.187	-	-	-	-	120.187	-	302.809	302.809	350.571	-	-	-	-	350.571
73.961	-	-	-	-	73.961	-	185.138	185.138	215.736	-	-	-	-	215.736
115.564	-	-	-	-	115.564	-	289.401	289.401	337.088	-	-	-	-	337.088
381.640	-	-	-	-	381.640	-	955.718	955.718	1.113.199	-	-	-	-	1,113,199
-	-	-	-	-	-	-	2.126.669	2,126,669	1,022,595	-	-	-	-	1,022,595
129.432	-	-	-	-	129.432	-	324.772	324.772	377.538	-	-	-	-	377.538
-	-	-	-	-	-	123	-	123	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	1.461.573	-	1,461,573	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	5.725.691	-	5,725,691	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	2.862.848	-	2,862,848	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	2.862.848	-	2,862,848	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	158.689	813.581	972.270	862.890	-	-	-	-	862.890
-	-	-	-	-	-	144.890	742.835	887.725	787.856	-	-	-	-	787.856
-	-	-	-	-	-	137.990	707.462	845.452	750.339	-	-	-	-	750.339
-	-	-	-	-	-	48.297	247.612	295.909	262.618	-	-	-	-	262.618
-	-	-	-	-	-	20.699	106.119	126.818	112.552	-	-	-	-	112.552
-	-	-	-	-	-	179.387	919.701	1,099,088	975.440	-	-	-	-	975.440
66.175.988	72.335.811	30.466.963	-	63.647.258	232.626.020	18.414.875	23.910.971	42.325.846	46.650.832	41.246.384	59.947.268	21.621.705	77.750.800	247.216.989

20.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Resumen de Obligaciones con el Público No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente		
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2015
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	
Chile	US\$	7,00%	Sin Garantía	-	179.552.878	179.552.878
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	3.417.313	3.417.313
Perú	US\$	6,50%	Sin Garantía	1.025.402	14.223.478	15.248.880
Perú	Soles	6,44%	Sin Garantía	11.874.390	9.345.624	21.220.014
Colombia	\$ Col	10,81%	Sin Garantía	60.132.757	-	60.132.757
Brasil	Real	15,64%	Sin Garantía	-	76.649.745	76.649.745
Total				73.032.549	283.189.038	356.221.587

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente		
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2014
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	
Chile	US\$	7,17%	Sin Garantía	10.600.825	124.464.832	135.065.657
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	1.523.693	8.154.883	9.678.576
Perú	US\$	6,59%	Sin Garantía	4.852.113	-	4.852.113
Perú	Soles	6,57%	Sin Garantía	7.369.056	23.437.141	30.806.197
Colombia	\$ Col	8,16%	Sin Garantía	92.570.006	-	92.570.006
Brasil	Real	12,55%	Sin Garantía	-	35.952.570	35.952.570
Total				116.915.693	192.009.426	308.925.119

No Corriente

Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2015
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
-	-	-	-	609.317	609.317
3.546.564	3.750.488	3.966.142	4.194.193	6.097.254	21.554.641
-	7.111.739	5.807.446	7.111.739	7.111.739	27.142.663
20.628.837	-	44.799.999	27.088.371	123.043.719	215.560.926
125.441.571	107.284.492	80.913.285	53.852.881	551.735.058	919.227.287
87.811.094	79.034.498	40.774.981	-	-	207.620.573
237.428.066	197.181.217	176.261.853	92.247.184	688.597.087	1.391.715.407

No Corriente

Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2014
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
153.936.502	-	-	-	420.471.172	574.407.674
8.345.041	8.530.345	8.726.297	31.321.793	272.880.640	329.804.116
12.133.186	-	6.066.593	4.953.980	12.133.186	35.286.945
17.292.530	20.093.432	-	29.429.775	146.235.538	213.051.275
36.963.495	142.924.458	122.313.646	92.241.270	690.301.242	1.084.744.111
80.341.173	104.952.742	93.563.508	49.266.449	-	328.123.872
309.011.927	276.500.977	230.670.044	207.213.267	1.542.021.778	2.565.417.993

20.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen obligaciones con el Público garantizadas.

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 1.768.663.119 (M\$ 3.207.640.549 al 31 de diciembre de 2014). Para ambos períodos, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 h)). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 g.4).

Individualización de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre de 2015		
										Corriente M\$		
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 16	Brasil	Real	13,66%	13,75%	No	-	10.550.152	10.550.152
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 17	Brasil	Real	13,71%	13,89%	No	-	9.072.396	9.072.396
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 18	Brasil	Real	14,69%	14,91%	No	-	1.980.285	1.980.285
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 26	Brasil	Real	13,55%	18,97%	No	-	16.645.720	16.645.720
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 27	Brasil	Real	15,35%	16,89%	No	-	2.256.837	2.256.837
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 28	Brasil	Real	14,69%	14,91%	No	-	1.980.285	1.980.285
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B102	Colombia	\$ Col	12,03%	11,52%	No	480.031	-	480.031
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B103	Colombia	\$ Col	12,29%	11,76%	No	121.021	-	121.021
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B604	Colombia	\$ Col	10,56%	10,17%	No	32.826.348	-	32.826.348
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	11,50%	11,03%	No	613.975	-	613.975
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	10,56%	10,17%	No	531.899	-	531.899
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	\$ Col	10,15%	9,78%	No	77.582	-	77.582
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Itaú 1	Brasil	Real	13,77%	13,99%	No	-	9.601.388	9.601.388
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Itaú 2	Brasil	Real	17,07%	17,79%	No	-	24.562.682	24.562.682
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	-	8.221	8.221
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No	194.246	-	194.246
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No	200.841	-	200.841
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,12%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,73%	6,63%	No	215.945	7.111.739	7.327.684
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	No	117.344	7.111.739	7.229.083
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,86%	5,78%	No	102.787	-	102.787
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,57%	6,47%	No	194.239	-	194.239
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,22%	7,09%	No	75.209	3.125.581	3.200.790
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Integra	Perú	Soles	8,16%	8,00%	No	3.899.407	-	3.899.407
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	7,85%	No	5.855.385	-	5.855.385
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Integra	Perú	Soles	5,91%	5,82%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	6,63%	6,52%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	6,94%	6,82%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	7,12%	7,00%	No	-	5.226.830	5.226.830
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	7,44%	7,30%	No	185.972	-	185.972
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,06%	7,91%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,56%	5,49%	No	204.447	-	204.447
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	7,03%	6,91%	No	135.116	-	135.116
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Fondo -Fosersoe	Perú	Soles	8,75%	8,57%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	No	-	111.978	111.978
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,06%	5,97%	No	-	87.726	87.726
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	-	43.642	43.642
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,06%	6,94%	No	-	91.977	91.977
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,00%	4,94%	No	-	61.354	61.354
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,13%	5,06%	No	229.897	-	229.897
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,75%	6,64%	No	248.093	-	248.093
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,28%	7,15%	No	190.009	-	190.009
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	-	75.245	75.245
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,38%	7,24%	No	-	102.450	102.450
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,78%	6,67%	No	-	310.080	310.080
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	No	-	39.656	39.656
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,84%	5,76%	No	-	60.884	60.884
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	No	304.643	-	304.643
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,81%	4,76%	No	139.221	-	139.221

31 de diciembre de 2014

No Corriente M\$					Corriente M\$				No Corriente M\$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	-	13.508.284	13.508.284	13.392.075	-	-	-	-	13.392.075
8.960.650	-	-	-	-	8.960.650	-	97.895	97.895	11.183.110	11.446.218	-	-	-	22.629.328
8.960.650	8.960.650	8.960.650	-	-	26.881.950	-	3.842.192	3.842.192	-	22.666.150	22.706.738	22.651.006	-	68.023.894
14.750.376	14.750.376	-	-	-	29.500.752	-	2.206.338	2.206.338	16.792.364	17.045.383	17.045.383	-	-	50.883.130
22.653.731	22.888.844	22.853.681	-	-	68.396.256	-	2.627.046	2.627.046	-	26.615.437	26.615.443	26.615.443	-	79.846.323
8.960.650	8.960.650	8.960.650	-	-	26.881.950	-	-	-	-	-	-	-	-	-
87.436.064	-	-	-	-	87.436.064	419.979	-	419.979	-	99.597.748	-	-	-	99.597.748
-	17.886.817	-	-	-	17.886.817	106.657	-	106.657	-	-	20.393.652	-	-	20.393.652
-	-	-	-	-	-	341.784	-	341.784	36.963.495	-	-	-	-	36.963.495
-	-	-	-	43.227.965	43.227.965	530.570	-	530.570	-	-	-	-	49.286.360	49.286.360
-	40.616.490	-	-	-	40.616.490	447.227	-	447.227	-	-	46.308.886	-	-	46.308.886
-	-	-	-	41.363.265	41.363.265	64.396	-	64.396	-	-	-	-	47.160.321	47.160.321
-	-	-	-	-	-	-	12.502.318	12.502.318	11.904.066	-	-	-	-	11.904.066
23.525.037	23.473.978	-	-	-	46.999.015	-	1.168.497	1.168.497	27.069.558	27.179.554	27.195.944	-	-	81.445.056
-	-	-	-	5.209.304	5.209.304	-	8.008	8.008	-	-	-	-	5.074.099	5.074.099
-	-	5.209.302	-	-	5.209.302	156.702	-	156.702	-	-	-	5.074.099	-	5.074.099
-	-	-	-	7.111.739	7.111.739	165.699	-	165.699	-	-	-	-	6.066.593	6.066.593
-	-	5.807.446	-	-	5.807.446	171.325	-	171.325	-	-	-	4.953.980	-	4.953.980
-	-	-	-	-	-	3.977.405	-	3.977.405	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	184.210	-	184.210	6.066.593	-	-	-	-	6.066.593
-	-	-	-	-	-	100.099	-	100.099	6.066.593	-	-	-	-	6.066.593
-	-	-	7.111.739	-	7.111.739	87.681	-	87.681	-	-	-	-	6.066.593	6.066.593
-	7.111.739	-	-	-	7.111.739	165.694	-	165.694	-	-	6.066.593	-	-	6.066.593
-	-	-	-	-	-	73.257	-	73.257	3.044.460	-	-	-	-	3.044.460
-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.653.351	-	-	-	-	3.653.351
-	-	-	-	-	-	182.794	-	182.794	5.520.620	-	-	-	-	5.520.620
-	-	-	-	-	-	-	4.106.563	4.106.563	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	4.104.101	4.104.101	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	189.306	8.118.559	8.307.865	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	17.072	17.072	5.074.099	-	-	-	-	5.074.099
-	-	-	6.251.163	-	6.251.163	181.145	-	181.145	-	-	-	-	6.088.919	6.088.919
-	-	-	-	-	-	5.176.988	-	5.176.988	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	10.418.604	10.418.604	199.141	-	199.141	-	-	-	-	10.148.198	10.148.198
-	-	4.167.442	-	-	4.167.442	131.609	-	131.609	-	-	-	4.059.279	-	4.059.279
-	-	-	-	-	-	-	6.118.518	6.118.518	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	8.334.884	8.334.884	-	109.072	109.072	-	-	-	-	8.118.559	8.118.559
-	-	-	-	10.418.604	10.418.604	-	85.449	85.449	-	-	-	-	10.148.198	10.148.198
4.167.442	-	-	-	-	4.167.442	-	42.509	42.509	-	4.059.279	-	-	-	4.059.279
6.251.163	-	-	-	-	6.251.163	-	89.590	89.590	-	6.088.919	-	-	-	6.088.919
-	-	-	-	8.334.884	8.334.884	-	59.762	59.762	-	-	-	-	8.118.559	8.118.559
-	-	-	-	10.418.604	10.418.604	223.930	-	223.930	-	-	-	-	10.148.198	10.148.198
-	-	-	-	10.418.604	10.418.604	241.654	-	241.654	-	-	-	-	10.148.198	10.148.198
-	-	-	-	7.397.209	7.397.209	185.078	-	185.078	-	-	-	-	7.205.221	7.205.221
-	-	-	-	10.418.604	10.418.604	-	73.293	73.293	-	-	-	-	10.148.198	10.148.198
-	-	-	-	-	12.502.325	12.502.325	-	99.791	99.791	-	-	-	12.177.838	12.177.838
-	-	-	-	-	20.837.209	20.837.209	-	306.923	306.923	-	-	-	20.296.397	20.296.397
-	-	-	-	-	12.502.325	12.502.325	-	38.627	38.627	-	-	-	12.177.838	12.177.838
-	-	20.837.209	-	-	20.837.209	-	59.304	59.304	-	-	-	20.296.397	-	20.296.397
-	-	-	-	16.669.767	16.669.767	291.845	-	291.845	-	-	-	-	16.237.118	16.237.118
10.210.232	-	-	-	-	10.210.232	135.607	-	135.607	-	9.945.234	-	-	-	9.945.234

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre de 2015		
										Corriente M\$		
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,13%	6,03%	No	406.991	-	406.991
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	8,87%	8,59%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A102	Colombia	\$ Col	8,87%	8,59%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	12,67%	12,11%	No	1.472.677	-	1.472.677
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	12,54%	11,99%	No	599.598	-	599.598
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	11,87%	11,87%	No	3.893.386	-	3.893.386
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	12,88%	12,30%	No	614.301	-	614.301
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	12,87%	12,29%	No	213.136	-	213.136
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	10,91%	10,49%	No	66.722	-	66.722
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	10,03%	9,67%	No	299.818	-	299.818
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	13.745.374	-	13.745.374
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	1.912.740	-	1.912.740
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	10,13%	9,77%	No	341.157	-	341.157
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	10,46%	10,08%	No	529.437	-	529.437
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	11,71%	11,23%	No	524.321	-	524.321
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	10,26%	9,89%	No	230.201	-	230.201
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	10,81%	10,39%	No	475.939	-	475.939
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	10,91%	10,49%	No	205.848	-	205.848
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	10,03%	9,67%	No	357.246	-	357.246
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,63%	No	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,32%	4,25%	No	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	No	-	-	-
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	97.004.000-5	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	No	-	3.417.313	3.417.313
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	US\$	7,76%	7,40%	No	-	179.549.527	179.549.527
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7,76%	6,60%	No	-	3.351	3.351
Totales Bonos No Garantizados										73.032.549	283.189.038	356.221.587

En anexo N° 5, letra b), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las Obligaciones con el Público garantizadas y no garantizadas arriba mencionados.

No Corriente MS					Corriente MS					No Corriente MS				
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	14.586.046	-	-	14.586.046	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	54.029.298	-	54.029.298	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	10.288.151	-	10.288.151	-	-	-	-	-	-
-	48.781.185	-	-	-	48.781.185	1.307.418	-	1.307.418	-	-	55.611.108	-	-	55.611.108
-	-	35.783.303	-	-	35.783.303	530.887	-	530.887	-	-	-	40.793.373	-	40.793.373
38.005.507	-	-	-	-	38.005.507	3.361.512	-	3.361.512	-	43.326.710	-	-	-	43.326.710
-	-	-	-	20.026.666	20.026.666	547.749	-	547.749	-	-	-	-	22.830.628	22.830.628
-	-	-	-	12.407.680	12.407.680	190.004	-	190.004	-	-	-	-	14.144.897	14.144.897
-	-	11.047.324	-	-	11.047.324	56.716	-	56.716	-	-	-	12.593.838	-	12.593.838
-	-	-	24.573.172	-	24.573.172	247.702	-	247.702	-	-	-	-	28.012.654	28.012.654
-	-	-	-	19.368.586	19.368.586	2.180.810	-	2.180.810	-	-	-	-	22.942.859	22.942.859
-	-	-	-	144.605.973	144.605.973	15.671.786	-	15.671.786	-	-	-	-	163.885.784	163.885.784
-	-	-	-	67.020.604	67.020.604	282.892	-	282.892	-	-	-	-	76.406.981	76.406.981
-	-	-	-	41.638.617	41.638.617	443.930	-	443.930	-	-	-	-	47.472.761	47.472.761
-	-	-	-	81.102.939	81.102.939	455.387	-	455.387	-	-	-	-	92.464.960	92.464.960
-	-	-	-	44.675.420	44.675.420	191.716	-	191.716	-	-	-	-	50.934.262	50.934.262
-	-	-	-	36.297.343	36.297.343	403.310	-	403.310	-	-	-	-	41.380.613	41.380.613
-	-	34.082.658	-	-	34.082.658	174.976	-	174.976	-	-	-	38.854.059	-	38.854.059
-	-	-	29.279.709	-	29.279.709	295.149	-	295.149	-	-	-	-	33.378.162	33.378.162
-	-	-	-	-	-	-	508.451	508.451	-	-	-	22.388.273	220.251.255	242.639.528
-	-	-	-	-	-	-	6.054.055	6.054.055	5.122.437	5.122.437	5.122.437	5.122.437	42.939.415	63.429.163
-	-	-	-	-	-	4.361.016	121.350.000	125.711.016	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	1.310.741	-	1.310.741	-	-	-	-	42.390.409	42.390.409
-	-	-	-	-	-	830.186	-	830.186	-	-	-	-	18.905.448	18.905.448
-	-	-	-	-	-	-	2.177.558	2.177.558	-	-	-	-	234.941.377	234.941.377
-	-	-	-	-	-	4.098.882	-	4.098.882	-	-	-	-	123.713.346	123.713.346
3.546.564	3.750.488	3.966.142	4.194.193	6.097.254	21.554.641	1.523.693	1.592.377	3.116.070	3.222.604	3.407.908	3.603.860	3.811.083	9.689.970	23.735.425
-	-	-	-	-	-	-	934.411	934.411	153.936.502	-	-	-	-	153.936.502
-	-	-	-	609.317	609.317	-	2.863	2.863	-	-	-	-	520.592	520.592
237.428.066	197.181.217	176.261.853	92.247.184	688.597.087	1.391.715.407	116.915.693	192.009.426	308.925.119	309.011.927	276.500.977	230.670.044	207.213.267	1.542.021.778	2.565.417.993

Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31 de diciembre de 2015		
								Corriente M\$		Total Corriente
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	62.967	199.380	262.347
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,08%	2.598	8.198	10.796
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,27%	19.831	31.119	50.950
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,13%	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,79%	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,65%	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	110.707	-	110.707
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,95%	85.240	178.308	263.548
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	77.976	239.624	317.600
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,99%	73.719	225.872	299.591
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	65.285	199.365	264.650
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	153.549	472.612	626.161
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,80%	1.408.471	4.225.412	5.633.883
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	474.864	1.424.592	1.899.456
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,10%	2.484.674	7.399.875	9.884.549
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	10,80%	4.579	14.234	18.813
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	6,55%	5.424	16.795	22.219
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,08%	795	2.372	3.167
Totales Leasing								5.030.679	14.637.758	19.668.437

En anexo N° 5, letra c), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las Obligaciones por arrendamiento financiero arriba mencionados.

Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31 de diciembre de 2015		
								Corriente M\$		Total Corriente
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjera	Ampla Energia S.A.	Brasil	Extranjera	Eletróbrás	Brasil	Real	6,57%	-	-	-
Extranjera	Ampla Energia S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	9,17%	4.668.542	16.155.634	20.824.176
Extranjero	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	8,33%	215.214	659.135	874.349
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	951.507	2.896.151	3.847.658
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Eletróbras	Brasil	Real	6,10%	559.718	1.259.783	1.819.501
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	52,56%	-	17.520	17.520
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	10,43%	1.350.117	5.050.186	6.400.303
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco Itau	Brasil	Real	13,27%	-	-	-
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	12,63%	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	2.153.867	2.153.867
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	-	-	-
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,53%	-	391.530	391.530
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	32,75%	23.515	-	23.515
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	23,59%	16.912.466	-	16.912.466
Totales Otros								24.681.079	28.583.806	53.264.885

En anexo N° 5, letra d), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las Otras Obligaciones arriba mencionados.

31 de diciembre de 2014

No Corriente M\$						Corriente M\$			No Corriente M\$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
266.565	-	-	-	-	266.565	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.936	6.433	-	-	-	18.369	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22.853	13.512	-	-	-	36.365	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	43.995	-	43.995	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	16.223	-	16.223	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	29.007	19.417	48.424	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	102.834	314.402	417.236	107.597	-	-	-	-	107.597
-	-	-	-	-	-	83.365	236.019	319.384	256.430	-	-	-	-	256.430
-	-	-	-	-	-	73.417	218.216	291.633	308.894	-	-	-	-	308.894
12.084	-	-	-	-	12.084	68.973	206.240	275.213	291.802	-	-	-	-	291.802
89.743	-	-	-	-	89.743	58.734	184.498	243.232	258.191	-	-	-	-	258.191
659.036	-	-	-	-	659.036	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.633.883	5.633.883	5.633.883	14.432.002	-	31.333.651	1.640.658	4.921.975	6.562.633	6.562.631	6.562.633	6.562.633	6.562.633	16.811.128	43.061.658
1.899.456	1.899.456	1.899.456	4.865.731	-	10.564.099	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	1.470.563	1.470.563	2.427.000	1.566.150	1.667.950	1.776.367	10.215.436	17.652.903
15.599.736	-	-	-	-	15.599.736	2.122.504	6.312.384	8.434.888	8.416.512	13.307.187	-	-	-	21.723.699
20.200	19.819	-	-	-	40.019	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23.718	19.648	-	-	-	43.366	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.650	3.217	-	-	-	6.867	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24.242.860	7.595.968	7.533.339	19.297.733	-	58.669.900	4.239.710	13.883.714	18.123.424	18.629.057	21.435.970	8.230.583	8.339.000	27.026.564	83.661.174

31 de diciembre de 2014

No Corriente M\$						Corriente M\$			No Corriente M\$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	320.904	960.799	1.281.703	1.250.075	1.161.274	845.534	363.042	544.563	4.164.488
22.376.436	18.904.213	15.431.989	11.215.453	8.186.564	76.114.655	6.342.861	17.834.053	24.176.914	23.778.737	23.778.737	19.359.315	14.939.893	15.331.146	97.187.828
860.857	860.857	860.857	430.428	-	3.012.999	-	538.196	538.196	538.196	538.196	538.196	538.196	269.098	2.421.882
3.806.030	3.806.030	951.507	-	-	8.563.567	1.284.981	3.646.330	4.931.311	4.861.773	4.861.773	4.861.773	1.215.443	-	15.800.762
1.489.541	1.383.305	1.269.785	1.081.597	1.488.913	6.713.141	588.874	1.752.419	2.341.293	2.278.359	2.091.086	1.955.381	1.810.372	3.770.223	11.905.421
-	-	-	-	1.942.995	1.942.995	14.875	-	14.875	-	-	-	-	1.688.327	1.688.327
7.193.099	7.193.099	7.193.099	4.862.156	3.639.085	30.080.538	1.845.632	5.157.750	7.003.382	6.877.000	6.877.000	6.877.000	6.877.000	6.268.860	33.776.860
-	-	-	-	-	-	-	1.160.712	1.160.712	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	1.074.175	1.074.175	17.169.326	17.169.326	17.169.326	17.169.326	-	68.677.304
2.144.288	2.144.288	2.144.288	2.144.288	24.342.682	32.919.834	-	2.391.399	2.391.399	7.362.677	7.362.678	7.362.678	4.532.769	-	26.620.802
-	-	-	-	-	-	-	3.099.889	3.099.889	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	331.928	331.928	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	32.719	-	32.719	-	-	-	-	-	-
4.636.665	-	-	-	-	4.636.665	513.496	-	513.496	9.409.124	-	-	-	-	9.409.124
42.506.916	34.291.792	27.851.525	19.733.922	39.600.239	163.984.394	10.944.342	37.947.650	48.891.992	73.525.267	63.840.070	58.969.203	47.446.041	27.872.217	271.652.798

20.4 Deuda de cobertura

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de diciembre de 2015, M\$ 933.447.012 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar, de los cuales M\$ 119.366.828 corresponden a Operaciones Continuas (M\$ 761.130.114 al 31 de diciembre de 2014) (véase Nota 3.n).

El movimiento al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(38.783.599)	2.415.439	37.372.801
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(44.992.798)	(31.401.584)	(24.792.601)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	3.172.291	(10.086.797)	(10.087.806)
Diferencias de conversión	(81.479)	289.343	(76.955)
Traspaso a activos para su disposición mantenidos para distribuir a los propietarios	74.953.393	-	-
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(5.732.192)	(38.783.599)	2.415.439

20.5 Otros aspectos

Al 31 de diciembre de 2015 el Grupo Enersis Américas disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional, por M\$ 34.332.376 (M\$ 173.337.192 al 31 de diciembre de 2014).

21. Política de Gestión de Riesgos

Las empresas del Grupo Enersis están expuestas a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.

- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enersis.

21.1 Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 58% al 31 de diciembre de 2015.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política, corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura de deuda financiera del Grupo Enersis según tasa de interés fija más protegida y variable sobre deuda neta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	31/12/2015	31/12/2014
	%	%
Tasa de interés fijo	58%	72%
Tasa de interés variable	42%	28%
Total	100%	100%

21.2 Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.

- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enersis es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

21.3 Riesgo de commodities

El Grupo Enersis Américas podría encontrarse expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2015 no habían operaciones de cobertura. Al 31 de Diciembre de 2014 no habían operaciones de cobertura.

21.4 Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 19, 21 y anexo 5).

Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Enersis Américas presenta una liquidez de M\$ 1.185.163.344 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 34.332.376 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Enersis Américas tenía una liquidez de M\$ 1.571.759.564 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 173.337.192 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

21.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enersis Américas realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea (con calificación de riesgo equivalente a grado de inversión, en la medida de lo posible) con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación grado de inversión.

21.6 Medición del riesgo

El Grupo Enersis Americas elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, respecto al Peso Chileno, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M\$ \$ 84.347.418.-

Estos valores representan el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto estos valores en riesgo están intrínsecamente relacionados, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

22. Instrumentos Financieros

22.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

31 de diciembre de 2015						
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	4.427.286	-	-	-	-	1.172.125
Otros activos de carácter financiero	-	35.467.539	27.195.496	1.045.820.479	-	-
Total Corriente	4.427.286	35.467.539	27.195.496	1.045.820.479	-	1.172.125
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	616.296	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	978.556
Otros activos de carácter financiero	-	-	39.673	364.516.870	487.893.679	-
Total No Corriente	-	-	39.673	364.516.870	488.509.975	978.556
Total	4.427.286	35.467.539	27.235.169	1.410.337.349	488.509.975	2.150.681
31 de diciembre de 2014						
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	7.061.715	-	-	-	-	1.414.588
Otros activos de carácter financiero	-	52.677.337	38.301.763	1.700.128.243	-	-
Total Corriente	7.061.715	52.677.337	38.301.763	1.700.128.243	-	1.414.588
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.306.227	-
Instrumentos derivados	22.002	-	-	-	-	7.229.290
Otros activos de carácter financiero	-	-	26.340.396	292.128.280	492.923.605	-
Total No Corriente	22.002	-	26.340.396	292.128.280	497.229.832	7.229.290
Total	7.083.717	52.677.337	64.642.159	1.992.256.523	497.229.832	8.643.878

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

31 de diciembre de 2015			
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	617.276.453	-
Instrumentos derivados	1.052.026	-	69.545.029
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.447.306.354	-
Total Corriente	1.052.026	2.064.582.807	69.545.029
Préstamos que devengan interés	-	1.846.995.721	-
Instrumentos derivados	-	-	300.871
Otros pasivos de carácter financiero	-	244.079.004	-
Total No Corriente	-	2.091.074.725	300.871
Total	1.052.026	4.155.657.532	69.845.900

31 de diciembre de 2014			
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	418.266.381	-
Instrumentos derivados	2.544.239	-	995.059
Otros pasivos de carácter financiero	-	2.432.557.572	-
Total Corriente	2.544.239	2.850.823.953	995.059
Préstamos que devengan interés	-	3.167.948.954	-
Instrumentos derivados	6.286.982	-	114.861.592
Otros pasivos de carácter financiero	-	159.385.521	-
Total No Corriente	6.286.982	3.327.334.475	114.861.592
Total	8.831.221	6.178.158.428	115.856.651

22.2 Instrumentos derivados

El Grupo Enersis Américas siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La compañía clasifica sus coberturas en:

- **Coberturas de flujos de caja:** Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- **Coberturas de valor razonable:** Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- **Derivados no cobertura:** Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2015				31 de diciembre de 2014			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	908.115	978.556	11.177	300.871	193.246	3.533.655	14.637	582.788
Cobertura flujos de caja	908.115	978.556	11.177	300.871	193.246	3.533.655	14.637	582.788
Cobertura de tipo de cambio:	264.010	-	69.533.852	-	1.221.342	3.695.636	980.421	114.278.805
Cobertura de flujos de caja	264.010	-	69.533.852	-	1.221.342	3.695.636	980.421	114.278.805
TOTAL	1.172.125	978.556	69.545.029	300.871	1.414.588	7.229.291	995.058	114.861.593

Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2015	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2014
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	1.574.623	3.129.476
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(69.269.842)	(110.342.248)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de diciembre de 2015 y 2014 el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente ha sido la siguiente:

	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	-	-	610.861	-	697.443	-
Partida subyacente	-	-	-	1.090.341	-	1.556.853
TOTAL	-	-	610.861	1.090.341	697.443	1.556.853

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2015				31 de diciembre de 2014			
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	4.427.286	1.052.026	-	-	7.061.715	2.544.239	22.002	6.286.982

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2015 y 2014, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	31 de diciembre de 2015						
	Valor razonable	Valor nominal					Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cobertura de tipo de interés:	1.574.623	38.204.658	22.314.853	-	-	-	60.519.511
Cobertura de flujos de caja	1.574.623	38.204.658	22.314.853	-	-	-	60.519.511
Cobertura de tipo de cambio:	(69.269.842)	308.412.252	-	-	-	-	308.412.252
Cobertura de flujos de caja	(69.269.842)	308.412.252	-	-	-	-	308.412.252
Derivados no designados contablemente de cobertura	3.375.260	44.663.462	-	-	-	-	44.663.462
TOTAL	(64.319.959)	391.280.372	22.314.853	-	-	-	413.595.225

Derivados financieros	31 de diciembre de 2014						
	Valor razonable	Valor nominal					Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cobertura de tipo de interés:	3.129.476	19.580.330	46.306.386	34.138.973	-	-	100.025.689
Cobertura de flujos de caja	3.129.476	19.580.330	46.306.386	34.138.973	-	-	100.025.689
Cobertura de tipo de cambio:	(110.342.248)	7.029.775	233.262.249	-	-	260.451.370	500.743.394
Cobertura de flujos de caja	(110.342.248)	7.029.775	233.262.249	-	-	260.451.370	500.743.394
Derivados no designados contablemente de cobertura	(1.747.504)	133.409.820	46.908.791	45.078.924	19.426.499	-	244.824.034
TOTAL	(108.960.276)	160.019.925	326.477.426	79.217.897	19.426.499	260.451.370	845.593.117

El monto notional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

22.3 Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 3.h.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31/12/2015 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	2.150.681	-	2.150.681	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.427.286	-	4.427.286	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	35.467.539	35.467.539	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	487.893.679	-	487.893.679	-
Total	529.939.185	35.467.539	494.471.646	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	69.845.900	-	69.845.900	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.052.026	-	1.052.026	-
Total	70.897.926	-	70.897.926	-
	Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31/12/2014 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	8.643.878	-	8.643.878	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	7.083.717	-	7.083.717	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	52.677.337	52.677.337	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	492.954.649	31.044	492.923.605	-
Total	561.359.581	52.708.381	508.651.200	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	115.856.651	-	115.856.651	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	8.831.221	-	8.831.221	-
Total	124.687.872	-	124.687.872	-

22.3.1 Instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica con nivel 3

La compañía realizó cierta operación que implica el registro de un pasivo financiero a valor razonable. Este valor razonable se determina mediante la aplicación de un método tradicional de flujos de caja descontados. Las proyecciones de estos flujos de caja consideran algunos supuestos desarrollados internamente, los cuales, en lo fundamental, corresponden a estimaciones de precios y niveles de producción de energía y potencia a firme y de costos de operación y mantenimiento de algunas de nuestras centrales.

Ninguno de los posibles escenarios razonables previsible de las hipótesis indicadas en el párrafo anterior, daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros incluidos en este nivel. El valor razonable de este pasivo financiero asciende a \$ 0 al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013.

23. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar Corrientes

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Acreedores comerciales	459.144.350	822.851.379	2.247.156	7.147.088
Otras cuentas por pagar	993.679.857	1.466.025.571	281.297.098	152.238.433
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.452.824.207	2.288.876.950	283.544.254	159.385.521

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2015	31/12/2014	Uno a cinco años	
	M\$	M\$	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía (1)	420.027.375	762.931.782	2.247.156	7.147.088
Proveedores por compra de combustibles y gas	39.116.975	59.919.597	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	570.627.472	792.235.405	208.653.963	111.531.445
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	106.531.865	327.360.126	-	-
Multas y reclamaciones (2)	94.165.502	98.470.156	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	12.867.918	18.071.828	17.940.704	24.157.710
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	41.337.748	66.919.568	2.648.714	7.304.354
IVA Debito Fiscal	43.676.292	30.612.286	39.465.249	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	15.390.966	34.214.611	-	-
Obligaciones programas sociales	18.768.357	12.869.529	-	-
Intereses por pagar con acreedores comerciales	66.768.001	44.497.783	-	-
Otras cuentas por pagar	23.545.736	40.774.279	12.588.468	9.244.924
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.452.824.207	2.288.876.950	283.544.254	159.385.521

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 21.4.

(1) Incluye M\$ 114.103.977 en el pasivo adeudado a Cammesa por nuestra filial Argentina Edesur. Este pasivo se presenta neto de la cuenta por cobrar reconocida por Edesur producto de la aplicación de la resolución N° 250/13 - Mecanismo de Monitoreo de Costo (MMC), complementada con resolución N° 32/2015. Esta resolución instruyó a CAMMESA a emitir Liquidación de Ventas con Fechas de Vencimiento a Definir (LVFVD) a favor de Edesur para cuentas por cobrar y aceptar estas LVFVD como parte de pago de las deudas de Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones del ejercicio actual y anteriores que nuestra filial argentina Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino y otras están a la espera de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) (ver nota 4.2).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se expone en anexo 8.

24. Provisiones

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Por reclamaciones legales	42.090.525	58.620.425	144.855.586	165.347.715
Por desmantelamiento o restauración (1)	750.345	568.465	6.328.957	31.647.729
Provisión Medio Ambiente	73.381.544	9.675.454	31.880.082	248.397
Otras provisiones	11.076.762	21.358.340	783.659	-
Total	127.299.176	90.222.684	183.848.284	197.243.841

(1) Ver nota 3a

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones (3)	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
	Movimientos en Provisiones			
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	223.968.140	32.216.194	31.282.191	287.466.525
Provisiones Adicionales	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	22.857.949	24.158.277	106.100.964	153.117.190
Provisión Utilizada	(25.239.603)	(7.275)	(12.262.416)	(37.509.294)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	31.412.199	2.031.788	23.054.386	56.498.373
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(32.537.015)	(234.141)	(24.082.348)	(56.853.504)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (2)	(14.829.363)	(51.085.541)	(6.530.431)	(72.445.335)
Otro Incremento (Decremento)	(18.686.196)	-	(440.299)	(19.126.495)
Total Movimientos en Provisiones	(37.022.029)	(25.136.892)	85.839.856	23.680.935
Saldo al 31 de diciembre de 2015	186.946.111	7.079.302	117.122.047	311.147.460

(2) Ver nota 5.1.a)

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones (3)	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	221.031.705	24.109.594	36.135.417	281.276.716
Provisiones Adicionales	-	6.857.384	-	6.857.384
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	46.561.327	15.850	25.802.254	72.379.431
Provisión Utilizada	(41.501.294)	-	(9.941.920)	(51.443.214)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	13.396.466	1.135.525	33.735.093	48.267.084
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	2.742.310	97.841	(8.494.789)	(5.654.638)
Otro Incremento (Decremento)	(18.262.374)	-	(45.953.864)	(64.216.238)
Total Movimientos en Provisiones	2.936.435	8.106.600	(4.853.226)	6.189.809
Saldo Final al 31 de diciembre de 2014	223.968.140	32.216.194	31.282.191	287.466.525

(3) Corresponde principalmente a provisiones por pasivos medio ambientales relacionadas con el proyecto El Quimbo en Colombia (400 MW) por MCh\$103.841.534.

25. Obligaciones por Beneficios Post Empleo

25.1 Aspectos generales:

Eneris Américas y algunas de sus filiales radicadas en Chile, Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3. m.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

- **Pensión complementaria:** Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.
- **Indemnizaciones por años de servicios:** El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.
- **Suministro energía eléctrica:** El beneficiario recibe una bonificación mensual, que cubre una parte de la facturación por su consumo domiciliario.
- **Beneficio de salud:** El beneficiario recibe una cobertura adicional a la proporcionada por el régimen previsional.

b) Otros Beneficios

Quinquenios: Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se devenga a partir del segundo año.

Cesantías: Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de devengo diario y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio).

Premios por antigüedad: Existe un convenio de otorgar a los trabajadores ("sujetos al convenio colectivo") una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un período equivalente a cinco años de labor efectiva.

c) Beneficios de aportación definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

a) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	187.270.474	269.930.412
Total Pasivo	187.270.474	269.930.412
Total Obligaciones Post Empleo, neto	187.270.474	269.930.412

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	428.066.630	588.148.279
(-) Plan de activos (*)	(284.231.299)	(368.008.708)
Total	143.835.331	220.139.571
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	22.057.178	33.710.733
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	21.377.965	16.080.108
Total Obligaciones Post Empleo, neto	187.270.474	269.930.412

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras filiales radicadas en Brasil (Ampla y Coelce).

(**) En Coelce, actualmente ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de M\$ 22.057.178 al 31 de diciembre de 2015 (M\$33.710.733 a diciembre de 2014), este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, la plusvalía sólo puede ser utilizada por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador. Para Coelce, esta proporción es inferior al 5% al 31 de diciembre de 2015.

(***) En Ampla, y de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, se ha registrado un monto de M\$ 21.377.965 al 31 de diciembre de 2015 (M\$16.080.108 a diciembre de 2014) correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa firmó con Brasiletros (Institución de fondos de pensiones exclusivos para empleados y personal jubilado de Ampla), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

A continuación se presenta el saldo registrado en el estado de situación financiera consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor razonable de los activos afectos al 31 de diciembre de 2015 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivo Actuarial	428.066.630	588.148.279	521.850.486	628.823.491	592.212.012
Activos Afectos	(284.231.299)	(368.008.708)	(322.830.274)	(393.880.165)	(366.137.888)
Diferencia	143.835.331	220.139.571	199.020.212	234.943.326	226.074.124
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	22.057.178	33.710.733	39.494.779	21.218.042	43.278.951
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	21.377.965	16.080.108	-	-	-
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	187.270.474	269.930.412	238.514.991	256.161.368	269.353.075

b) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2015 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$	M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	7.092.780	4.513.850	4.462.712
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	56.568.888	59.981.707	54.773.138
Ingresos por intereses activos del plan	(38.428.236)	(42.145.223)	(37.219.214)
Costos de Servicios Pasados	(523)	667.153	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	3.619.155	5.348.952	2.422.955
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	28.852.064	28.366.439	24.439.591
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	19.027.368	36.681.734	(6.351.518)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	47.879.432	65.048.173	18.088.073

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Pasivo Actuarial Neto	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	238.514.991
Costo Neto por Intereses	23.185.436
Costos de los Servicios en el Período	5.181.003
Beneficios Pagados en el Período	(15.957.887)
Aportaciones del Período	(17.998.323)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	26.435.894
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	22.302.042
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(13.293.908)
Cambios del Límite del Activo	(12.687.133)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	16.080.108
Transferencias a Mantenedos para la Venta	(102.423)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Diferencias de Conversión	(3.026.436)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	269.930.412
Costo Neto por Intereses	21.759.807
Costos de los Servicios en el Período	7.092.780
Beneficios Pagados en el Período	(19.628.639)
Aportaciones del Período	(15.322.998)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(41.003.639)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	33.191.124
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	25.577.816
Cambios del Límite de Activo	(8.365.724)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	9.627.791
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	(55.023.456)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(523)
Diferencias de Conversión	(40.564.277)
Pasivo Actuarial Neto Final al 31 de diciembre de 2015	187.270.474

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	521.850.486
Costo del servicio corriente	4.513.850
Costo por intereses	59.981.707
Aportaciones efectuadas por los participantes	513.813
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	26.435.894
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	22.302.042
Diferencia de conversión de moneda extranjera	2.634.240
Contribuciones pagadas	(51.945.531)
Costo de servicio pasado	-
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	667.153
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Transferencias del personal	(102.423)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	588.148.279
Costo del servicio corriente (*)	7.092.780
Costo por intereses (*)	56.568.888
Aportaciones efectuadas por los participantes	453.243
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras (*)	(41.003.639)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia (*)	33.191.124
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(108.872.703)
Contribuciones pagadas	(52.487.363)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(523)
Traspaso a pasivo mantenidos para distribuir a los propietarios	(55.023.456)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	428.066.630

(*) Los costos del servicio corriente del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$9.609.364 (M\$7.571.331 al 31 de diciembre 2014). Los costos por intereses del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$19.459.863 (M\$21.046.393 al 31 de diciembre 2014). La pérdida actuarial neta de los planes definidos del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$13.381.836 (M\$23.988.874 al 31 de diciembre 2014).

Al 31 de diciembre de 2015, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,72% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (9,58% a 31 de diciembre de 2014), en un 80,5% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (74,97% a 31 de diciembre de 2014), en un 15,01% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (12,81% a 31 de diciembre 2014), en un 3,16% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (2,18% a 31 de diciembre de 2014) y el 0,61% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,46% al 31 de diciembre de 2014).

e) Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Valor razonable del plan de activos	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	(322.830.274)
Ingresos por intereses	(42.145.223)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(13.293.908)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.214.811)
Aportaciones del empleador	(17.998.323)
Aportaciones pagadas	(513.813)
Contribuciones pagadas	35.987.644
Saldo al 31 de diciembre de 2014	(368.008.708)
Ingresos por intereses	(38.428.236)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	25.577.816
Diferencia de conversión de moneda extranjera	79.545.346
Aportaciones del empleador	(15.322.998)
Aportaciones pagadas	(453.243)
Contribuciones pagadas	32.858.724
Saldo al 31 de diciembre de 2015	(284.231.299)

f) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Categoría de los Activos del Plan	31/12/2015		31/12/2014	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	35.173.904	12%	46.892.034	13%
Activos de renta fija	210.347.356	74%	270.067.933	73%
Inversiones inmobiliarias	33.391.752	12%	41.758.489	11%
Otros	5.318.287	2%	9.290.252	3%
Total	284.231.299	100%	368.008.708	100%

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras filiales brasileñas, Ampla y Coelce, mantienen inversiones determinadas por resolución del Consejo Monetario Nacional, clasificadas en activos de renta fija, acciones e inversiones inmobiliarias. Las inversiones en renta fija son predominantemente invertidas en Bonos federales. Respecto a las inversiones en acciones, Faelce (una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Coelce) mantiene acciones comunes de Coelce, mientras que Brasiletros (una institución similar para los empleados de Ampla) mantiene acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, ambas fundaciones tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Ampla y Coelce.

A continuación se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en acciones, arriendos e inmuebles propios del Grupo.

	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Acciones	1	2
Inmuebles	16.535.844	24.699.453
Total	16.535.845	24.699.455

g) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	39.494.779
Intereses de Activo no reconocidos	5.348.952
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(12.687.133)
Diferencias de Conversión	1.554.135
Saldo al 31 de diciembre de 2014	33.710.733
Intereses de Activo no reconocidos	3.619.155
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(8.365.724)
Diferencias de Conversión	(6.906.986)
Total Techo del Activo al 31 de diciembre de 2015	22.057.178

Otras revelaciones:

• Hipótesis actuariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Tasas de descuento utilizadas	5,00%	4,60%	14,02% - 14,21%	12,52%	7,25%	7,04%	5,50%	5,50%	7,60%	6,35%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	9,69%	9,18%	4,20%	4,00%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV -2009	RV -2009	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2009	RV 2009

• Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2015, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$ 32.618.877 (M\$ 46.833.941 al 31 de diciembre de 2014) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 38.040.654 (M\$ 56.665.239 al 31 de diciembre de 2014) en caso de una baja de la tasa en esos 100 puntos básicos.

• Aportación definida:

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de diciembre de 2015 han ascendido a M\$ 4.799.333 (M\$ 4.700.327 al 31 de diciembre de 2014). Estos montos corresponden en su totalidad a operaciones continuadas.

• Desembolso futuro:

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año asciende a M\$ 29.571.693.

• Duración de los compromisos:

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo corresponde a 8,98 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	40.598.743
2	35.861.547
3	36.618.624
4	36.802.319
5	36.713.859
más de 5	187.371.678

26. Patrimonio

26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora

26.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas celebrada el 20 de diciembre de 2012, se aprobó aumentar el capital en M\$ 2.844.397.890, dividido en 16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal.

Las formas de pago de dichas acciones fueron las siguientes:

a) Con un aporte no dinerario de Endesa, S.A. por un monto total de M\$ 1.724.400.000 que corresponde a 9.967.630.058 acciones de Enersis Américas, a un precio de \$ 173 por acción.

Para mayor detalle les de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., ver Nota 6.

b) Con aporte en efectivo de participaciones no controladoras a un precio de \$173 pesos chilenos por cada acción de pago.

Durante el período de opción preferente de suscripción de acciones, desde el 25 de febrero al 26 de marzo de 2013, se suscribieron y pagaron un total de 16.284.562.981 acciones, equivalente a un 99,04% del total de acciones autorizadas, quedando un total de 157.043.316 acciones no suscritas. De las acciones suscritas y pagadas 9.967.630.058 acciones correspondieron a Endesa, S.A. y 6.316.932.923 acciones a participaciones no controladoras, dentro de los cuales 1.675.441.700 se suscribieron en Estados Unidos (33.508.834 ADR).

Con fecha 28 de marzo de 2013, se procedió al remate del remanente de 157.043.316 acciones por colocar, que fueron adjudicadas a un precio de \$182,3 pesos. El monto total recaudado en el remate fue de M\$ 28.628.996, que incluye un sobreprecio de colocación de acciones de M\$1.460.503.

Con lo anterior, el capital de Enersis Américas al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 5.804.447.986 y está representado en 49.092.772.762 de acciones.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, todas las acciones emitidas por Enersis Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurridas en los años 2003 y 1995. En el primer caso el sobreprecio ascendió a M\$ 125.881.577, mientras que en el segundo el monto alcanzó los M\$ 32.878.071.

El sobreprecio en colocación de acciones generado durante el proceso de aumento de capital concretado en 2013, que ascendió a M\$ 1.460.503 según se señala más arriba, absorbió una parte de los gastos en la emisión y colocación de acciones generados en el proceso. (ver nota 26.5.c).

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas, de fecha 25 de noviembre de 2014, se aprobó una modificación a los estatutos de la sociedad, modificando el capital social aumentándolo en la cantidad de M\$ 135.167.261. Este monto correspondía al saldo de la cuenta de "Prima de Emisión", una vez descontada la suma correspondiente a la cuenta "Costos de Emisión y Colocación de Acciones", incluida en otras Otras Reservas, sin realizar ninguna distribución a los accionistas como dividendo.

El capital de la Sociedad, luego de la modificación estatutaria antes indicada, quedó en la suma de M\$ 5.804.447.986, dividido en el mismo número de acciones en que anteriormente se dividía el capital social, esto es, 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, de una misma serie y sin valor nominal.

Este cambio de estatutos se realizó para cumplimiento al artículo 26 de la Ley de Sociedades Anónimas y la Circular N° 1370 emitida por la SVS, modificada por la Circular N° 1736, para reconocer en el capital cambios producidos como consecuencia de los últimos aumentos de capital realizados en la Sociedad.

26.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 16 de abril de 2013, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N°86), y un dividendo adicional, que ascendieron a un total de \$4,25027 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°86 fue pagado con anterioridad, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°87 ascendente a \$3,03489 por acción.

Con fecha 26 de noviembre de 2013 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 31 de enero de 2014 un dividendo provisorio N°88 de \$1,42964 por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2013, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2013, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

En junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 23 de abril de 2014, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N° 88, de \$1,42964 por acción), y un dividendo adicional, que ascendieron a un total de \$ 329.257.075.000, equivalente a \$6,70683 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 88 fue pagado con anterioridad, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 89 ascendente a \$ 259.071.983.050, que equivale a \$ 5,27719 por acción.

Con fecha 25 de noviembre de 2014 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 30 de enero de 2015 un dividendo provisorio N° 90 de \$0,83148 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2014, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2014, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2015, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N°90, de \$0,83148 por acción), y un dividendo adicional, que sumados ascienden a un total de \$305.078.934.556, que equivale a \$6,21433 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°90 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N°91 ascendente a \$264.259.128.599, que equivale a \$5,38285 por acción.

Con fecha 24 de noviembre de 2015 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 29 de enero de 2016 un dividendo provisorio N° 92 de \$1,23875 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2015, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2015, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
82	Provisorio	27/01/11	1,57180	2010
83	Definitivo	12/05/11	5,87398	2010
84	Provisorio	27/01/12	1,46560	2011
85	Definitivo	09/05/12	4,28410	2011
86	Provisorio	25/01/13	1,21538	2012
87	Definitivo	10/05/13	3,03489	2012
88	Provisorio	31/01/14	1,42964	2013
89	Definitivo	16/05/14	5,27719	2013
90	Provisorio	30/01/15	0,83148	2014
91	Definitivo	25/05/15	5,38285	2014
92	Provisorio	29/01/16	1,23875	2015

26.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$	M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(81.730.224)	(76.439.681)	(72.729.629)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	97.135.435	130.582.841	154.005.545
Edelnor	44.016.474	36.743.627	16.231.253
Dock Sud	(6.090.959)	3.671.460	1.498.217
Enel Brasil S.A.	(518.430.268)	(164.554.392)	(234.432.842)
Central Costanera S.A.	139.888	2.335.611	578.662
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	-	11.500.876	5.020.651
Emgesa S.A. E.S.P.	9.032.752	46.718.154	76.006.120
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(48.704.485)	(30.145.604)	(26.372.986)
Generandes Perú S.A.	80.370.339	71.188.012	24.832.786
Emp. Eléctrica de Piura	8.753.615	7.321.905	3.379.674
Otros	(4.580.660)	(3.767.935)	(4.039.467)
TOTAL	(420.088.093)	35.154.874	(56.022.016)

(1) A contar del 1 de enero de 2015, la compañía cambió su moneda funcional de reporte pasando desde el dólar estadounidense al peso chileno.

26.3 Gestión del capital

El objetivo de la compañía en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

26.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 31 de diciembre de 2015, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus filiales Enel Brasil, Ampla, Coelce, Edelnor y Piura asciende a M\$ 1.855.727, M\$ 434.529.111, M\$ 52.144.627, M\$ 184.778.375 y M\$ 34.378.002, respectivamente, los cuales corresponden íntegramente a operaciones continuadas.

La participación de la compañía en los activos netos restringidos de su filial Endesa Chile asciende a M\$ 1.117.699.084, cuyo monto está relacionado en un 100% con activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios.

26.5 Otras Reservas

Al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2015, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2015	Movimiento 2015	Saldo al 31 de diciembre de 2015
	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por conversión	35.154.874	(455.242.967)	(420.088.093)
Coberturas de flujo de caja	(69.404.677)	60.563.975	(8.840.702)
Activos financieros disponibles para la venta	14.046	(181.785)	(167.739)
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	-	(101.327.672)	(101.327.672)
Otras reservas varias	(2.619.970.627)	(8.565.391)	(2.628.536.018)

	Saldo al 1 de enero de 2014	Movimiento 2014	Saldo al 31 de diciembre de 2014
	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por conversión	(56.022.016)	91.176.890	35.154.874
Coberturas de flujo de caja	(3.086.726)	(66.317.951)	(69.404.677)
Activos financieros disponibles para la venta	11.811	2.235	14.046
Otras reservas varias	(2.414.023.486)	(205.947.141)	(2.619.970.627)

	Saldo al 1 de enero de 2013	Movimiento 2013	Saldo al 31 de diciembre de 2013
	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por conversión	(40.720.059)	(15.301.957)	(56.022.016)
Coberturas de flujo de caja	27.594.028	(30.680.754)	(3.086.726)
Activos financieros disponibles para la venta	13.647	(1.836)	11.811
Otras reservas varias	(1.498.010.369)	(916.013.117)	(2.414.023.486)

a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:

- La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (nota 2.6.3) y
- la valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (nota 3.c.).

b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (nota 3.g.5. y 3.n).

c) **Otras reservas varias.**

En el período 2015 no se han generado movimientos significativos.

El movimiento del período 2014 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes de la OPA efectuada sobre nuestra filial Coelce (ver nota 26.6.1).

El movimiento del ejercicio 2013 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes del proceso de aumento de capital de Enersis Américas (ver nota 26.1.1)

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

- 1) Cargo de M\$ 897.856.109, originado como consecuencia del aumento del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013. (ver Nota 7).

2) Cargo de M\$ 18.581.809, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). El detalle de estos gastos es el siguiente:

Descripcion del Gasto (*)	Monto Bruto	Efecto Fiscal	Monto Neto
	M\$	M\$	M\$
Asesorías legales	1.154.819	(230.964)	923.855
Asesorías financiera y fees Colocación	22.436.327	(4.487.265)	17.949.062
Auditorias	1.113.980	(222.796)	891.184
Otros Gastos	347.764	(69.553)	278.211
Sub Total	25.052.890	(5.010.578)	20.042.312
Menos			
Sobre precio en colocacion de acciones	1.460.503		1.460.503
Total	23.592.387	(5.010.578)	18.581.809

(*) Ver nota 26.1.1. (modificación de estatutos).

El resto de conceptos importantes que componen el saldo de las Otras reservas varias al 31 de diciembre de 2015 y 2014, se explican como sigue:

i) En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

Cabe mencionar que si bien es cierto la compañía adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 “Adopción por primera vez”.

ii) Diferencias de cambio por conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 “adopción por primera vez”).

iii) Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común, principalmente explicadas por la creación del holding Enel Brasil en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

26.6 Participaciones no controladoras

26.6.1 OPA sobre COELCE

Con fecha 14 de enero de 2014, el Directorio de Enersis Américas acordó la presentación de una Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones (“OPA”) de su filial Companhia Energética do Ceará (“Coelce”), como parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis Américas llevado a cabo durante el año 2013 (ver Notas 6 y 26.1.1)

Como resultado de la subasta de la OPA, realizada el día 17 de febrero de 2014, Enersis Américas adquirió, a un precio R\$49 por acción, 2.964.650 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferidas Clase A y 424 acciones preferidas Clase B, que representan un costo de M\$ 134.017.691.

Al haberse sobrepasado los dos tercios del total de acciones en circulación en la serie de acciones ordinarias de Coelce, Enersis Américas prorrogó la fecha de vigencia de la oferta por tres meses adicionales a partir de la fecha de la subasta. El proceso concluyó con fecha 16 de mayo de 2014, período en el cual Enersis Américas adquirió 38.162 acciones ordinarias adicionales, pagando por ellas M\$ 464.883.

En resumen, Enersis Américas incrementó su participación accionaria en Coelce en un 15,18%, llegando a controlar, directa e indirectamente, un 74,05% de las acciones de la sociedad.

Esta compra de participaciones no controladoras se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.5. La diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de M\$ 75.700.937 que se refleja directamente en Otras Reservas en el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enersis Américas.

Adicionalmente, se efectuó la correspondiente redistribución de los componentes de Otros resultados integrales. En este sentido, se registró un cargo adicional a Otras reservas varias y un abono a Reservas por diferencias de cambio por conversión por M\$ 28.385.172.

26.6.2 Compra de Inkia Holdings (Acter) Limited (Generandes Perú)

Con fecha 29 de abril de 2014, el Directorio de Enersis Américas autorizó suscribir un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tenía indirectamente en Generandes Perú (equivalentes al 39,01% de dicha sociedad), compañía controladora de Edegel S.A.A. Esta compra formó parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis Américas llevado a cabo durante el año 2013 (ver Notas 7 y 26.1.1).

Con fecha 3 de septiembre de 2014, Enersis Américas confirmó y pagó a Inkia la cantidad de M\$ 253.015.133, pasando a consolidar las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.

Mediante esta operación Enersis Américas incrementó su participación indirecta sobre Edegel S.A.A. en un 21,14%, llegando a controlar, directa e indirectamente, un 58,60% de las acciones de la sociedad.

Esta compra de participaciones no controladoras se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.6. La diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de M\$ 137.644.766 que se refleja directamente en Otras Reservas en el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enersis Américas.

Adicionalmente, se ha efectuó la correspondiente redistribución de los componentes de Otros resultados integrales. En este sentido, se registró un cargo adicional a Otras reservas varias y un abono a Reservas por diferencias de cambio por conversión por M\$ 32.862.564.

26.6.3 Capitalización Central Dock Sud

Durante el 2014, Enersis Américas y el resto de accionistas de Central Dock Sud (CDS) trabajaron con el objetivo de encontrar una solución a la situación de patrimonio estatutario negativo que CDS enfrentaba desde diciembre de 2013. De acuerdo a la regulación de Argentina, si la situación de patrimonio negativo no era corregida, la empresa debía ser disuelta.

Con fecha 1 de diciembre de 2014, Enersis Américas compró a Endesa Latinoamérica S.A. ciertos créditos concedidos a Central Dock Sud SA (CDS), con un valor nominal de US\$ 106 millones. El monto pagado ascendió a las suma de US\$ 29 millones. Estos créditos fueron convertidos a pesos argentinos y los intereses fueron condonados. La parte restante de estos créditos fue aportada por Enersis Américas al capital social de Inversora Dock Sud (IDS) y, posteriormente, a CDS por su valor nominal. Una contribución similar fue realizada por cada uno de los restantes accionistas, recibiendo a cambio acciones emitidas por IDS y CDS, en proporción a la aportación de créditos realizada, y en el caso de Enersis Américas, estos créditos fueron parcialmente reembolsados en efectivo. Todos estos movimientos constituyeron una operación con partes relacionadas (la "Operación") aprobada, en el caso de Enersis Américas, en una Junta General Extraordinaria de Accionistas.

La Operación, además de restablecer el patrimonio de la filial CDS, permitió mantener sustancialmente las mismas participaciones que los accionistas poseían en dicha sociedad que aproximadamente son los siguientes: Enersis Américas (40%), YPF (40%) y Pan American Energy (20%).

Esta operación se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.6, e implicó registrar un abono adicional a Otras reservas varias por M\$ 35.149.573.

26.6.4 El detalle de las principales participaciones no controladoras es el siguiente:

Compañías	Participaciones no controladoras (porcentaje de control)					
			Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)	
	31/12/2015	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ampla Energía E Serviços S.A.	0,36%	1.670.381	2.255.335	(39.491)	183.454	3.034.036
Compañía Energética Do Ceará S.A.	26,00%	102.309.115	111.448.154	18.722.431	14.883.752	17.016.391
Enel Brasil	0,00%	-	-	-	-	16.428.497
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,52%	270.808.395	250.654.641	63.817.434	80.226.416	82.283.946
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	412.145.236	377.921.404	109.187.510	148.822.948	130.147.172
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,32%	75.852.375	67.927.394	15.467.507	14.524.832	12.282.813
Generandes Perú S.A.	0,00%	-	-	-	12.672.210	17.074.639
Edegel S.A.A	16,40%	91.467.160	90.506.207	15.078.085	17.790.998	13.299.054
Chinango S.A.C.	20,00%	14.268.911	14.707.216	3.042.018	3.002.284	2.033.307
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	7.873.277	(17.558.352)	27.738.670	(23.918.192)	25.129.551
Central Costanera S.A.	24,32%	3.759.405	5.197.207	(242.897)	11.072.950	(7.067.970)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	32,33%	48.208.347	26.841.549	35.783.793	3.538.006	3.811.615
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	24.059.619	20.265.854	11.745.296	(6.544.116)	(8.111.021)
Central Dock Sud S.A.	29,76%	23.536.086	17.613.948	11.624.813	(8.857.902)	(12.361.345)
Chilectra S.A. (*)	0,91%	10.118.233	11.127.491	1.743.825	1.370.642	2.056.796
Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile S.A.) (*)	40,02%	1.059.805.601	1.080.652.251	157.225.820	133.622.088	142.871.823
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (*)	7,35%	10.900.863	12.597.077	8.674.207	10.522.428	8.415.147
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	5,00%	-	2.118.220	-	3.192.773	3.543.412
Otras		6.876.091	2.967.103	3.313.547	3.206.288	2.998.733
TOTAL		2.163.659.095	2.077.242.699	482.882.568	419.311.859	454.886.596

(*) Operaciones discontinuadas.

27. Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al		
	31/12/2015	31/12/2014 (Reexpresado)	31/12/2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Ventas de energía (2)	4.224.381.699	4.349.833.962	3.651.343.245
Generación	1.202.615.603	1.192.444.520	941.860.009
Clientes Regulados	141.728.020	137.536.698	84.590.770
Clientes no Regulados	664.527.858	676.023.056	575.318.424
Ventas de Mercado Spot	338.995.080	338.908.636	249.598.348
Otros Clientes	57.364.645	39.976.130	32.352.467
Distribución	3.021.766.096	3.157.389.442	2.709.483.236
Residenciales	1.485.240.702	1.583.857.094	1.298.051.111
Comerciales	722.634.924	737.471.663	666.523.624
Industriales	299.722.654	309.822.204	324.807.780
Otros Consumidores	514.167.816	526.238.481	420.100.721
Otras ventas	40.648.051	34.220.939	19.035.917
Ventas de gas	16.779.246	8.154.469	8.817.669
Ventas de productos y servicios	23.868.805	26.066.470	10.218.248
Otras prestaciones de servicios	402.615.560	422.400.836	308.616.190
Peajes y transmisión	248.565.422	251.366.453	212.027.293
Arriendo equipos de medida	70.485	82.069	399.082
Alumbrado público	23.162.879	28.050.833	24.865.721
Verificaciones y enganches	4.580.679	4.200.004	15.560.660
Servicios de ingeniería y consultoría	1.404.449	12.826.190	8.791.981
Otras prestaciones	124.831.646	125.875.287	46.971.453
Total Ingresos de actividades ordinarias	4.667.645.310	4.806.455.737	3.978.995.352

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al		
	31/12/2015	31/12/2014 (Reexpresado)	31/12/2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Ingresos por contratos de construcción	230.687.290	186.078.925	159.283.676
Otros Ingresos (1)	403.106.978	213.835.126	389.868.841
Total Otros ingresos	633.794.268	399.914.051	549.152.517

(1) - Al 31 de diciembre de 2015 incluye un monto de M\$ 52.400.888, originado por los contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra filial Central Costanera S.A. suscribió con CAMMESA. (M\$ 39.282.571 y M\$ 31.262.764 al 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente). - Producto de la aplicación de la nueva Resolución SE N° 32/2015 de fecha 11 de marzo de 2015 que a efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, aprueba un aumento transitorio de los ingresos de Edesur a partir del 01 de febrero de 2015, sin que ello implique un aumento tarifario, que asciende a M\$ 264.987.134. Además se reconocen ingresos por M\$ 52.504.644 por reconocimiento de costos no traspasados a tarifa a través del Mecanismo Monitoreo de Costos (MMC) correspondientes al mes de enero de 2015 y (2) adicionalmente se reconocen en ingresos por ventas de energía M\$ 33.972.330, (M\$132.373.799 en 2014) pues dicha Resolución también establece que, a partir del 1 de febrero de 2015, los fondos originados y facturados en virtud al programa PUREE pasen a ser un ingreso genuino de la distribuidora, como reconocimiento de mayores costos por las distribuidoras.

28. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al		
	31/12/2015	31/12/2014 (Reexpresado)	31/12/2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Compras de energía	(1.885.916.426)	(1.824.002.786)	(1.252.146.609)
Consumo de combustible	(258.113.922)	(205.534.394)	(174.504.021)
Gastos de transporte	(245.813.374)	(265.185.382)	(216.858.693)
Costos por contratos de construcción	(230.687.290)	(186.078.925)	(159.283.676)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(156.670.500)	(150.867.949)	(287.474.303)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(2.777.201.512)	(2.631.669.436)	(2.090.267.302)

29. Gastos por Beneficios a los Empleados

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al		
	31/12/2015	31/12/2014 (Reexpresado)	31/12/2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(309.761.095)	(266.240.462)	(222.075.924)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(9.609.364)	(7.571.331)	(6.127.265)
Seguridad social y otras cargas sociales	(159.641.192)	(110.493.404)	(111.537.633)
Otros gastos de personal	(8.686.496)	(5.363.276)	(5.827.374)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(487.698.147)	(389.668.473)	(345.568.196)

30. Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

	Saldo al		
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	(Reexpresado)	(Reexpresado)
Depreciaciones (**)	(245.598.045)	(244.376.550)	(225.418.868)
Amortizaciones (**)	(74.944.152)	(106.366.200)	(90.547.273)
Subtotal	(320.542.197)	(350.742.750)	(315.966.141)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(39.811.756)	(38.329.942)	(66.664.976)
Total	(360.353.953)	(389.072.692)	(382.631.117)

(**) Las depreciaciones y amortizaciones provenientes de las filiales brasileñas se presentan netos de impuestos PIS/COFINS. El gasto por concepto de depreciaciones y amortizaciones de estas filiales ascendió a M\$5.764.027.

(*) Información por segmentos por Reversión y (Pérdidas) por deterioro	Generación		
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	(Reexpresado)	(Reexpresado)
Activos financieros (ver nota 10c)	(4.794.591)	(2.024.186)	(718.835)
Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 15)	-	-	-
Inmovilizado (ver nota 17)	(32.046)	(1.188.617)	(12.388.154)
Total	(4.826.637)	(3.212.803)	(13.106.989)

Al cierre del ejercicio 2015, los activos sujetos a análisis de deterioro que se relacionan con operaciones dentro de Chile han sido reclasificados a mantenidos para distribución a los propietarios (ver nota 3.k y 5.1).

31. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al		
	31/12/2015	31/12/2014 (Reexpresado)	31/12/2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(58.304.067)	(53.366.436)	(47.840.403)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(162.323.852)	(168.177.580)	(166.380.283)
Reparaciones y conservación	(107.991.590)	(112.073.249)	(97.452.388)
Indemnizaciones y multas	(12.912.842)	(16.742.020)	(14.889.784)
Tributos y tasas	(32.252.186)	(13.489.033)	(18.666.007)
Primas de seguros	(28.245.178)	(23.656.637)	(17.668.508)
Arrendamientos y cánones	(12.449.187)	(14.352.431)	(10.835.191)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(5.270.796)	(4.700.359)	(4.363.014)
Otros aprovisionamientos	(53.888.664)	(41.535.780)	(24.450.757)
Gastos de viajes	(13.769.681)	(13.814.472)	(2.783.610)
Gastos de medioambiente	(1.120.706)	(1.821.267)	(417.966)
Total Otros gastos por naturaleza	(488.528.749)	(463.729.264)	(405.747.911)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 ascendió a M\$ 237.085, M\$ 403.574 y M\$ 1.996.818, respectivamente.

Distribucion	Otros						Saldo al		
	31/12/2015	31/12/2014 (Reexpresado)	31/12/2013 (Reexpresado)	31/12/2015	31/12/2014 (Reexpresado)	31/12/2013 (Reexpresado)	31/12/2015	31/12/2014 (Reexpresado)	31/12/2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
	(34.909.411)	(20.090.180)	(24.895.035)	(75.708)	(78.174)	-	(39.779.710)	(22.192.540)	(25.613.870)
	-	(14.948.785)	(28.662.952)	-	-	-	-	(14.948.785)	(28.662.952)
	-	-	-	-	-	-	(32.046)	(1.188.617)	(12.388.154)
	(34.909.411)	(35.038.965)	(53.557.987)	(75.708)	(78.174)	-	(39.811.756)	(38.329.942)	(66.664.976)

32. Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al		
	31/12/2015	31/12/2014 (Reexpresado)	31/12/2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Venta Inmovilizado de material	(6.758.695)	-	3.429.125
Otros	192.470	876.554	1.213.143
Total Otras ganancias (pérdidas)	(6.566.225)	876.554	4.642.268

33. Resultado Financiero

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al		
	31/12/2015	31/12/2014 (Reexpresado)	31/12/2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	124.314.454	86.576.973	98.281.675
Ingresos financieros por activos del plan (Brasil) (3)	135.153	224.310	200.526
Otros ingresos financieros (1) (2) (4)	170.320.665	164.320.479	148.133.613
Total Ingresos Financieros	294.770.272	251.121.762	246.615.814

Costos financieros	Saldo al		
	31/12/2015	31/12/2014 (Reexpresado)	31/12/2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Costos Financieros	(385.455.340)	(432.314.329)	(325.972.302)
Préstamos bancarios	(38.921.033)	(33.061.726)	(30.027.336)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(179.258.559)	(172.288.757)	(149.082.277)
Arrendamientos financieros (leasing)	(1.414.900)	(817.985)	(1.892.614)
Valoración derivados financieros	(656.450)	(124.470)	(14.246.840)
Actualización financiera de provisiones	(54.616.547)	(46.354.184)	(37.415.815)
Obligación por beneficios post empleo	(19.595.016)	(21.270.704)	(17.979.936)
Gastos financieros activados	73.008.564	55.101.384	29.326.555
Otros costos financieros (1)	(164.001.399)	(213.497.887)	(104.654.039)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(9.266.040)	(13.630.068)	(11.007.801)
Diferencias de cambio (**) (4)	128.238.047	(18.493.594)	(28.534.786)
Total Costos Financieros	(266.483.333)	(464.437.991)	(365.514.889)
Total Resultado Financiero	28.286.939	(213.316.229)	(118.899.075)

(1) Al 31 de diciembre de 2015 se incluye un ingreso financiero de M\$ 37.618.478 correspondiente a la actualización financiera de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Ampla y Coelce. Al 31 de diciembre de 2014 esta actualización financiera generó un costo financiero neto de M\$ 68.728.638 producto de revisión tarifaria en nuestra filial brasileña Ampla en 2014 y en Diciembre de 2013 un ingreso financiero por M\$ 54.591.750 (ver nota 9).

(2) Al 31 de diciembre de 2014 en nuestra filial Central Costanera se incluye condonación de intereses Mitsubishi y valor actual de la deuda Mitsubishi por M\$ 84.534.955, debido a que se firmó acuerdo de reestructuración de esta deuda. Entre las principales condiciones de la reestructuración destacan: la condonación de los intereses devengados y acumulados al 30 de septiembre de 2014, la reprogramación de los vencimientos del capital por un plazo de 18 años, con un período de gracia de 12 meses, debiendo cancelarse totalmente antes del 15 de diciembre de 2032; un pago mínimo anual de US\$ 3.000.000 en concepto de capital, en cuotas trimestrales; y una tasa de interés del 0,25% anual; manteniendo la prenda de los activos y fijándose restricciones al pago de dividendos.

(3) Ver nota 25.2.b).

(4) Al 31 de diciembre de 2015, nuestras filiales argentinas, Central Costanera, Chocón y Dock Sud, registraron diferencias de cambio positivas por un total de M\$141.559.960 producto de la dolarización de las acreencias relacionadas al proyecto Central Vuelta de Obligado (VOSA) e ingresos financieros por un total de M\$57.079.871 producto de los intereses devengados entre la fecha de vencimiento de cada liquidación de venta aportada al proyecto y de las acreencias dolarizadas. Ver nota 36.5.

Adicionalmente, nuestra filial argentina, Edesur registro un ingreso financiero por M\$27.215.856 producto de la compensación que surge de la aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC). Ver nota 36.5.

Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios y aplicación de unidades de reajuste son los siguientes:

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al		
	31/12/2015	31/12/2014 (Reexpresado)	31/12/2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Otros activos financieros	-	-	57.533
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	1.240	21.157	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(9.267.280)	(13.651.225)	(11.065.334)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(9.266.040)	(13.630.068)	(11.007.801)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al		
	31/12/2015	31/12/2014 (Reexpresado)	31/12/2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.304.624	22.199.061	4.314.865
Otros activos financieros	170.679.018	34.690.822	36.371.996
Otros activos no financieros	4.995.376	93.239	2.598.929
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	51.506.895	12.791.191	21.298.397
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	24.876	(15.094)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(44.858.948)	(74.345.529)	(74.877.013)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(37.360.135)	(10.195.770)	(15.455.737)
Otros pasivos no financieros	(24.028.783)	(3.751.484)	(2.771.129)
Total Diferencias de Cambio	128.238.047	(18.493.594)	(28.534.786)

34. Impuesto a las Ganancias

A continuación se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el Estado de Resultados Integrales Consolidados, correspondiente a los ejercicios 2015, 2014 y 2013:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al		
	31/12/2015	31/12/2014 (Reexpresado)	31/12/2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(469.517.752)	(450.655.418)	(457.664.808)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	29.215.046	34.026.202	23.234.522
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(5.195.560)	2.871.018	(1.810.633)
Gasto / (ingreso) por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	-	-
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(3.063.579)	(97.812)	(4.099.916)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(448.561.845)	(413.856.010)	(440.340.835)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(72.465.637)	(45.506.055)	2.369.050
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	28.770.033	(1.238.888)
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	-	(3.244.670)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(2.635.730)	-	-
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	(75.101.367)	(16.736.022)	(2.114.508)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	(523.663.212)	(430.592.032)	(442.455.343)

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los ejercicios 2015, 2014 y 2013:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y utilización de créditos fiscales o pérdidas tributarias
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores
Corrección monetaria tributaria (inversiones en empresas del grupo, asociadas y negocios conjuntos y patrimonio)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en nota 19 a.

35. Información por Segmento

35.1 Criterios de segmentación

En el desarrollo de su actividad la organización del Grupo se encuentra estructurada sobre la base del enfoque prioritario a su negocio principal, constituido por la generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica. En este sentido se establecen dos líneas de negocio

Teniendo presente la información diferenciada que es analizada por la Administración para la toma de decisiones, la información por segmentos se presenta siguiendo una distribución geográfica por país:

- Chile (Operaciones discontinuadas)
- Argentina
- Brasil
- Perú
- Colombia

	Tasa	31/12/2015	Tasa	31/12/2014 (Reexpresado)	Tasa	31/12/2013 (Reexpresado)
		M\$		M\$		M\$
		1.279.812.171		1.178.120.689		1.237.790.881
	(22,50%)	(287.957.738)	(21,00%)	(247.405.345)	(20,00%)	(247.558.175)
	(12,88%)	(164.815.692)	(11,89%)	(140.032.350)	(13,99%)	(173.156.559)
	4,93%	63.075.794	8,36%	98.468.095	9,95%	123.130.008
	(4,39%)	(56.128.320)	(13,63%)	(160.565.951)	(5,62%)	(69.552.897)
		-	2,44%	28.770.033	(0,10%)	(1.238.888)
	(0,41%)	(5.195.560)	0,24%	2.871.018	(0,15%)	(1.810.633)
	(0,21%)	(2.635.730)		-		-
	(5,47%)	(70.005.966)	(1,08%)	(12.697.532)	(5,84%)	(72.268.199)
	(18,42%)	(235.705.474)	(15,55%)	(183.186.687)	(15,75%)	(194.897.168)
	(40,92%)	(523.663.212)	(36,55%)	(430.592.032)	(35,75%)	(442.455.343)

Dado que la organización societaria de Endesa Chile coincide, básicamente, con la de los negocios y por tanto, los segmentos, la información que se presenta a continuación se basa en la información financiera de las sociedades que integran cada segmento.

La información financiera por segmentos se ha preparado sobre la base de las mismas políticas contables utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados de Enersis Américas. En este contexto y considerando el proceso de restructuración societaria en curso, descrito en notas 5.1. y 41, la información financiera relacionada a la operación fuera de Chile se presenta como operaciones continuadas, en tanto que la información financiera relacionada con operaciones en Chile se presenta como mantenida para distribución a los propietarios, en el caso de los activos y pasivos, y como operaciones discontinuadas, en el caso de las cuentas de resultados.

A continuación se presenta el detalle de la información por segmentos señalada anteriormente:

35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Linea de Negocio	
ACTIVOS	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	
	Efectivo y equivalentes al efectivo
	Otros activos financieros corrientes
	Otros activos no financieros, corriente
	Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes
	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes
	Inventarios corrientes
	Activos por impuestos corrientes, corriente
	Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios
ACTIVOS NO CORRIENTES	
	Otros activos financieros no corrientes
	Otros activos no financieros no corrientes
	Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes
	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes
	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación
	Activos intangibles distintos de la plusvalía
	Plusvalía
	Propiedades, planta y equipo
	Propiedad de inversión
	Activos por impuestos diferidos
TOTAL ACTIVOS	

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Generación y Transmisión		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
3.974.309.548	1.258.524.552	2.233.248.507	1.682.754.340	1.706.003.655	990.219.996	7.913.561.710	3.931.498.888
158.234.836	444.764.922	174.458.784	274.881.316	852.469.724	985.099.253	1.185.163.344	1.704.745.491
11.466.253	50.850.528	34.171.369	25.046.824	22.624.824	23.558.051	68.262.446	99.455.403
26.895.066	61.264.981	72.076.278	109.728.709	3.017.713	4.104.422	101.989.057	175.098.112
281.533.993	498.363.943	802.286.571	1.178.238.427	4.311.003	5.084.533	1.088.131.567	1.681.686.903
69.698.172	77.105.049	27.676.364	29.295.267	(93.807.606)	(87.958.976)	3.566.930	18.441.340
33.665.661	73.796.781	61.185.174	56.267.388	207.062	3.455.985	95.057.897	133.520.154
3.751.263	52.378.348	11.961.862	9.296.409	31.741.463	48.897.765	47.454.588	110.572.522
3.389.064.304	-	1.049.432.105	-	885.439.472	7.978.963	5.323.935.881	7.978.963
4.070.922.143	6.814.137.154	4.091.696.107	5.034.348.611	(627.025.569)	141.337.663	7.535.592.681	11.989.823.428
625.982	7.937.828	488.884.301	496.520.403	17.921	26.363.289	489.528.204	530.821.520
9.847.779	12.590.288	54.741.348	61.369.954	12.973.581	3.845.938	77.562.708	77.806.180
310.451.501	185.266.255	88.178.936	106.105.806	65.427	269.614	398.695.864	291.641.675
-	-	355.485	486.605	-	-	355.485	486.605
478.361.882	609.409.322	491.519.716	574.400.438	(938.921.153)	(1.110.176.150)	30.960.445	73.633.610
33.665.518	55.498.838	933.484.014	1.097.100.837	14.249.740	15.612.381	981.399.272	1.168.212.056
100.700.655	125.609.898	76.703.162	100.220.100	266.795.230	1.185.023.629	444.199.047	1.410.853.627
3.097.266.606	5.723.349.345	1.905.927.300	2.522.222.675	372.727	(11.356.301)	5.003.566.633	8.234.215.719
-	-	-	-	-	8.514.562	-	8.514.562
40.002.220	94.475.380	51.901.845	75.921.793	17.420.958	23.240.701	109.325.023	193.637.874
8.045.231.691	8.072.661.706	6.324.944.614	6.717.102.951	1.078.978.086	1.131.557.659	15.449.154.391	15.921.322.316

País	Generación y Transmisión		
	PATRIMONIO NETO Y PASIVOS M\$	31/12/2015	31/12/2014
		M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES		2.735.116.868	1.622.353.344
Otros pasivos financieros corrientes		230.270.298	297.869.150
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		342.712.347	777.931.218
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		104.568.189	371.111.287
Otras provisiones corrientes		81.419.354	38.351.988
Pasivos por impuestos corrientes		91.117.121	96.623.249
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes		-	-
Otros pasivos no financieros corrientes		1.951.295	40.466.452
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		1.883.078.264	-
PASIVOS NO CORRIENTES		1.313.277.539	2.398.122.150
Otros pasivos financieros no corrientes		941.834.867	1.871.186.406
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes		97.364.873	3.858.836
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes		10.685.702	4.908.454
Otras provisiones no corrientes		41.883.233	34.859.087
Pasivo por impuestos diferidos		181.262.110	397.978.536
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes		21.548.342	43.461.827
Otros pasivos no financieros no corrientes		18.698.412	41.869.004
PATRIMONIO NETO		3.996.837.284	4.052.186.212
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.996.837.284	4.052.186.212
Capital emitido		1.476.722.861	1.512.762.830
Ganancias (pérdidas) acumuladas		2.358.601.470	2.172.639.133
Primas de emisión		206.058.198	206.599.062
Otras reservas		(44.545.245)	160.185.187
Participaciones no controladoras		-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos		8.045.231.691	8.072.661.706

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
1.838.355.464	1.856.594.893	(68.091.532)	(284.126.253)	4.505.380.800	3.194.821.984
206.125.030	119.552.373	251.478.180	4.384.156	687.873.508	421.805.679
1.037.064.551	1.403.375.115	73.047.309	107.570.617	1.452.824.207	2.288.876.950
72.131.804	189.021.282	(66.802.485)	(416.451.947)	109.897.508	143.680.622
45.879.822	51.247.787	-	622.909	127.299.176	90.222.684
24.166.415	16.472.461	27.324.424	2.376.603	142.607.960	115.472.313
-	-	-	-	-	-
35.966.491	76.925.875	1.308.553	11.883.262	39.226.339	129.275.589
417.021.351	-	(354.447.513)	5.488.147	1.945.652.102	5.488.147
1.559.780.584	1.770.828.652	(119.092.912)	278.330.784	2.753.965.211	4.447.281.586
883.297.767	1.153.615.811	22.163.958	264.295.311	1.847.296.592	3.289.097.528
178.027.558	155.526.685	8.151.823	-	283.544.254	159.385.521
157.179.286	-	(167.864.988)	(4.908.454)	-	-
141.808.620	162.308.328	156.431	76.426	183.848.284	197.243.841
34.940.876	61.859.841	15.701.629	18.523.107	231.904.615	478.361.484
163.123.897	213.666.598	2.598.235	12.801.987	187.270.474	269.930.412
1.402.580	23.851.389	-	(12.457.593)	20.100.992	53.262.800
2.926.808.566	3.089.679.406	1.266.162.530	1.137.353.128	8.189.808.380	8.279.218.746
2.926.808.566	3.089.679.406	1.266.162.530	1.137.353.128	6.026.149.285	6.201.976.047
860.651.565	872.231.352	3.467.073.560	3.419.453.804	5.804.447.986	5.804.447.986
1.414.711.314	1.384.094.891	(392.651.261)	(504.999.579)	3.380.661.523	3.051.734.445
3.547.484	3.965.297	(209.605.682)	(210.564.359)	-	-
647.898.203	829.387.866	(1.598.654.087)	(1.566.536.738)	(3.158.960.224)	(2.654.206.384)
-	-	-	-	2.163.659.095	2.077.242.699
6.324.944.614	6.717.102.951	1.078.978.086	1.131.557.659	15.449.154.391	15.921.322.316

Línea de Negocio	Generación		
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$	M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES			
INGRESOS	1.734.761.772	1.762.869.133	1.481.343.900
Ingresos de actividades ordinarias	1.668.272.704	1.701.051.112	1.419.296.486
Ventas de energía	1.486.031.970	1.514.124.760	1.305.087.063
Otras ventas	21.124.909	13.080.015	8.817.669
Otras prestaciones de servicios	161.115.825	173.846.337	105.391.754
Otros ingresos	66.489.068	61.818.021	62.047.414
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(677.940.967)	(653.688.007)	(514.810.596)
Compras de energía	(235.046.359)	(258.676.854)	(168.445.337)
Consumo de combustible	(258.113.922)	(205.534.394)	(174.504.021)
Gastos de transporte	(124.612.122)	(124.900.859)	(97.694.362)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(60.168.564)	(64.575.900)	(74.166.876)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.056.820.805	1.109.181.126	966.533.304
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	14.387.605	13.548.280	9.255.740
Gastos por beneficios a los empleados	(107.850.396)	(92.178.851)	(78.825.827)
Otros gastos, por naturaleza	(96.544.274)	(84.426.859)	(71.568.476)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	866.813.740	946.123.696	825.394.741
Gasto por depreciación y amortización	(147.291.267)	(142.609.270)	(130.646.915)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(4.826.638)	(3.212.803)	(13.106.989)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	714.695.835	800.301.623	681.640.837
RESULTADO FINANCIERO	99.864.652	(22.550.175)	(94.072.305)
Ingresos financieros	88.032.028	111.084.259	34.749.918
Efectivo y otros medios equivalentes	86.308.158	26.728.453	24.151.441
Otros ingresos financieros	1.723.870	84.355.806	10.598.477
Costos financieros	(109.517.207)	(85.935.531)	(91.401.647)
Préstamos bancarios	(18.475.838)	(21.393.127)	(21.454.758)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(74.589.458)	(78.729.951)	(55.830.044)
Otros	(16.451.911)	14.187.547	(14.116.845)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-
Diferencias de cambio	121.349.831	(47.698.903)	(37.420.576)
Positivas	219.603.572	39.651.691	46.792.154
Negativas	(98.253.741)	(87.350.594)	(84.212.730)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	2.678.513	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	(394.854)	798.130	904.474
Resultado de Otras Inversiones	-	707.468	768.433
Resultados en Ventas de Activos	(394.854)	90.662	136.041
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	816.844.146	778.549.578	588.473.006
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(335.604.989)	(254.393.601)	(192.628.860)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	481.239.157	524.155.977	395.844.146
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	223.831.259	123.226.510	179.048.751
GANANCIA (PÉRDIDA)	705.070.416	647.382.487	574.892.897
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	705.070.416	647.382.487	574.892.897
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora			
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras			
País	Generación		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.098.739.134	1.026.718.651	874.169.034
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) a actividades de inversión	(545.677.324)	(357.107.188)	(194.635.422)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(797.630.653)	(575.096.742)	(628.577.198)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
3.890.722.930	3.802.108.560	3.429.456.365	(324.045.124)	(358.607.905)	(382.652.396)	5.301.439.578	5.206.369.788	4.528.147.869
3.321.156.669	3.463.626.805	2.941.988.973	(321.784.063)	(358.222.180)	(382.290.107)	4.667.645.310	4.806.455.737	3.978.995.352
3.022.021.032	3.157.667.595	2.709.628.604	(283.671.303)	(321.958.393)	(363.372.422)	4.224.381.699	4.349.833.962	3.651.343.245
19.523.142	21.140.924	3.648.462	-	-	6.569.786	40.648.051	34.220.939	19.035.917
279.612.495	284.818.286	228.711.907	(38.112.760)	(36.263.787)	(25.487.471)	402.615.560	422.400.836	308.616.190
569.566.261	338.481.755	487.467.392	(2.261.061)	(385.725)	(362.289)	633.794.268	399.914.051	549.152.517
(2.423.363.923)	(2.338.428.095)	(1.960.921.763)	324.103.378	360.446.666	385.465.057	(2.777.201.512)	(2.631.669.436)	(2.090.267.302)
(1.951.642.845)	(1.900.048.593)	(1.446.778.480)	300.772.778	334.722.661	363.077.208	(1.885.916.426)	(1.824.002.786)	(1.252.146.609)
-	-	-	-	-	-	(258.113.922)	(205.534.394)	(174.504.021)
(147.073.303)	(168.191.394)	(144.200.252)	25.872.051	27.906.871	25.035.921	(245.813.374)	(265.185.382)	(216.858.693)
(324.647.775)	(270.188.108)	(369.943.031)	(2.541.451)	(2.182.866)	(2.648.072)	(387.357.790)	(336.946.874)	(446.757.979)
1.467.359.007	1.463.680.465	1.468.534.602	58.254	1.838.761	2.812.661	2.524.238.066	2.574.700.352	2.437.880.567
52.567.319	42.103.255	37.795.406	146.345	118.883	83.324	67.101.269	55.770.418	47.134.470
(365.683.363)	(283.638.620)	(256.035.562)	(14.164.388)	(13.851.002)	(10.706.807)	(487.698.147)	(389.668.473)	(345.568.196)
(372.678.643)	(376.865.536)	(331.687.784)	(19.305.832)	(2.436.869)	(2.491.651)	(488.528.749)	(463.729.264)	(405.747.911)
781.564.320	845.279.564	918.606.662	(33.265.621)	(14.330.227)	(10.302.473)	1.615.112.439	1.777.073.033	1.733.698.930
(173.636.385)	(208.532.299)	(185.622.948)	385.455	398.819	303.722	(320.542.197)	(350.742.750)	(315.966.141)
(34.909.411)	(35.038.965)	(53.557.987)	(75.707)	(78.174)	-	(39.811.756)	(38.329.942)	(66.664.976)
573.018.524	601.708.300	679.425.727	(32.955.873)	(14.009.582)	-9.998.751	1.254.758.486	1.388.000.341	1.351.067.813
(97.880.409)	(252.708.515)	(54.492.019)	26.302.696	61.942.461	29.665.249	28.286.939	(213.316.229)	(118.899.075)
177.432.364	84.910.412	152.859.615	29.305.880	55.127.091	59.006.281	294.770.272	251.121.762	246.615.814
8.809.058	14.617.999	15.448.973	29.197.237	(109.417.698)	58.681.261	124.314.453	(68.071.246)	98.281.675
168.623.306	70.292.413	137.410.642	108.643	123.198.337	325.020	170.455.819	277.846.556	148.334.139
(275.453.176)	(335.813.681)	(206.291.506)	(484.957)	(10.565.117)	(28.279.149)	(385.455.340)	(432.314.329)	(325.972.302)
(21.914.438)	(11.665.822)	(8.572.508)	1.469.244	388.687.486	(70)	(38.921.032)	355.628.537	(30.027.336)
(76.174.292)	(80.574.024)	(68.810.393)	(28.494.810)	(139.229.808)	(24.441.840)	(179.258.560)	(298.533.783)	(149.082.277)
(177.364.446)	(243.573.835)	(128.908.605)	26.540.609	(67.659.871)	(3.837.239)	(167.275.748)	(297.046.159)	(146.862.689)
1.240	1.579	-	(9.267.280)	(13.631.647)	(11.007.801)	(9.266.040)	(13.630.068)	(11.007.801)
139.163	(1.806.825)	(1.060.128)	6.749.053	31.012.134	9.945.918	128.238.047	(18.493.594)	(28.534.786)
9.537.474	4.303.366	3.380.853	45.868.225	57.413.955	36.265.682	275.009.271	101.369.012	86.438.689
(9.398.311)	(6.110.191)	(4.440.981)	(39.119.172)	(26.401.821)	(26.319.764)	(146.771.224)	(119.862.606)	(114.973.475)
787.056	2.595.760	975.149	(132.598)	(35.737)	4.726	3.332.971	2.560.023	979.875
(6.171.371)	78.424	3.737.794	-	-	-	(6.566.225)	876.554	4.642.268
-	-	-	-	-	-	-	707.468	768.433
(6.171.371)	78.424	3.737.794	-	-	-	(6.566.225)	169.086	3.873.835
469.753.800	351.673.969	629.646.651	(6.785.775)	47.897.142	19.671.224	1.279.812.171	1.178.120.689	1.237.790.881
(135.349.415)	(124.465.813)	(176.573.448)	(52.708.808)	(51.732.618)	(73.253.035)	(523.663.212)	(430.592.032)	(442.455.343)
334.404.385	227.208.156	453.073.203	(59.494.583)	(3.835.476)	(53.581.811)	756.148.959	747.528.657	795.335.538
139.672.809	134.065.799	114.054.872	24.816.458	24.648.762	24.961.585	388.320.526	281.941.071	318.065.208
474.077.194	361.273.955	567.128.075	(34.678.125)	20.813.286	(28.620.226)	1.144.469.485	1.029.469.728	1.113.400.746
474.077.194	361.273.955	567.128.075	(34.678.125)	20.813.286	(28.620.226)	1.144.469.485	1.029.469.728	1.113.400.746
						661.586.917	610.157.869	658.514.150
						482.882.568	419.311.859	454.886.596

Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
945.599.327	769.341.885	855.536.268	(120.887.859)	(98.022.542)	(28.729.658)	1.923.450.602	1.698.037.994	1.700.975.644
(787.409.305)	(513.969.018)	(488.352.158)	117.787.581	571.389.216	(540.899.509)	(1.215.299.048)	(299.686.990)	(1.223.887.089)
(225.244.202)	(220.294.230)	(327.075.688)	(37.339.524)	(488.068.691)	1.292.418.242	(1.060.214.379)	(1.283.459.663)	336.765.356

35.3 Países

ACTIVOS	Chile		Argentina	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	7206.153.017	1.878.994.993	335.086.963	520.217.733
Efectivo y equivalentes al efectivo	842.075.831	989.320.583	46.181.049	25.917.276
Otros activos financieros corrientes	16.360.472	8.518.962	694.177	-
Otros activos no financieros, corriente	41.022	16.052.871	2.763.894	4.151.319
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	729.821	578.408.890	216.550.824	416.026.626
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	72.105.375	134.750.382	24.224.813	28.097.713
Inventarios corrientes	-	43.677.878	40.147.347	41.937.394
Activos por impuestos corrientes, corriente	28.523.295	90.281.411	4.524.859	4.087.405
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	6.246.317.201	17.984.016	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.419.757.344	9.730.558.674	989.117.985	822.281.224
Otros activos financieros no corrientes	-	33.090.868	21.751	72.882
Otros activos no financieros no corrientes	9.809.121	236.772	3.927.495	4.232.688
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	7.496.412	307.327.055	175.753.071
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	355.485	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.392.452.234	6.324.305.426	33.278.110	42.815.909
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	36.525.521	1.901.334	2.533.936
Plusvalía	-	2.240.478	1.070.609	1.401.472
Propiedades, planta y equipo	-	3.283.760.775	640.616.088	591.453.902
Propiedad de inversión	-	8.514.562	-	-
Activos por impuestos diferidos	17.495.989	34.387.860	620.058	3.530.759
TOTAL ACTIVOS	11.625.910.361	11.609.553.667	1.324.204.948	1.342.498.957

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
790.909.682	848.758.549	372.444.839	574.295.812	246.261.307	287.163.111	(1.037.294.098)	-177.931.310	7.913.561.710	3.931.498.888
91.204.686	197.723.645	156.927.518	357.750.546	48.774.260	134.033.441	-	-	1.185.163.344	1.704.745.491
48.170.095	52.870.583	3.037.702	38.065.858	-	-	-	-	68.262.446	99.455.403
80.268.243	115.566.129	9.724.564	12.267.413	9.191.334	27.060.380	-	-	101.989.057	175.098.112
536.725.492	446.392.339	179.304.792	147.531.981	154.034.146	93.735.123	786.492	-408.056	1.088.131.567	1.681.686.903
19.580.577	22.359.268	2.063.025	748.922	1.292.410	3.256	(115.699.270)	-167.518.201	3.566.930	18.441.340
900.446	934.466	21.381.902	16.506.890	32.628.202	30.463.526	-	-	95.057.897	133.520.154
14.060.143	12.912.119	5.336	1.424.202	340.955	1.867.385	-	-	47.454.588	110.572.522
-	-	-	-	-	-	(922.381.320)	-10.005.053	5.323.935.881	7.978.963
2.026.630.282	2.333.408.466	2.655.603.106	2.716.160.481	1.626.705.797	1.550.114.522	(4.182.221.833)	-5.162.699.939	7.535.592.681	11.989.823.428
488.876.852	496.463.986	616.296	1.177.618	13.305	16.166	-	-	489.528.204	530.821.520
60.707.204	69.746.584	3.380.076	3.644.175	-	-	(261.188)	-54.039	77.562.708	77.806.180
81.551.731	97.082.421	9.817.078	11.309.771	-	-	-	-	398.695.864	291.641.675
34.884.531	36.267.177	-	-	-	-	(34.884.531)	-36.267.177	355.485	486.605
-	-	29.497.710	32.798.603	78.272.852	95.911.225	(4.502.540.461)	-6.422.197.553	30.960.445	73.633.610
910.420.453	1.062.638.430	36.607.957	40.612.537	32.469.528	25.901.632	-	-	981.399.272	1.168.212.056
76.703.162	97.979.622	4.285.457	4.886.064	6.675.472	8.527.161	355.464.347	1.295.818.830	444.199.047	1.410.853.627
307.829.742	389.577.389	2.545.846.163	2.549.665.315	1.509.274.640	1.419.758.338	-	-	5.003.566.633	8.234.215.719
-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.514.562
65.656.607	83.652.857	25.552.369	72.066.398	-	-	-	-	109.325.023	193.637.874
2.817.539.964	3.182.167.015	3.028.047.945	3.290.456.293	1.872.967.104	1.837.277.633	(5.219.515.931)	(5.340.631.249)	15.449.154.391	15.921.322.316

País	Chile		Argentina	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES	2.214.708.056	744.843.606	650.930.971	919.270.662
Otros pasivos financieros corrientes	251.988.261	150.748.390	30.883.517	36.046.855
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	30.630.264	490.927.954	524.765.510	775.438.014
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	37.738.690	10.417.853	23.671.742	28.081.812
Otras provisiones corrientes	3.595	11.627.110	30.169.043	33.345.118
Pasivos por impuestos corrientes	27.324.425	38.357.866	41.441.159	6.836.964
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	37.276.286	-	39.521.899
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	1.867.022.821	5.488.147	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	25.261.654	1.410.672.019	393.937.987	291.965.068
Otros pasivos financieros no corrientes	22.163.958	1.042.430.478	38.637.260	44.052.205
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	3.711.078	249.256.884	120.587.518
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	35.630.861	36.594.486
Otras provisiones no corrientes	-	27.969.934	10.544.604	8.468.074
Pasivo por impuestos diferidos	-	255.156.048	46.358.947	31.236.466
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	3.097.696	56.333.817	13.509.431	12.825.808
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	25.070.664	-	38.200.511
PATRIMONIO NETO	9.385.940.651	9.454.038.042	279.335.990	131.263.227
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.385.940.651	9.454.038.042	279.335.990	131.263.227
Capital emitido	8.275.947.660	8.284.164.467	157.658.399	206.381.462
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.903.767.587	3.545.928.591	24.530.244	(151.386.397)
Primas de emisión	206.574.859	206.574.859	-	-
Otras reservas	(3.000.349.455)	(2.582.629.875)	97.147.347	76.268.162
Participaciones no controladoras	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	11.625.910.361	11.609.553.667	1.324.204.948	1.342.498.957

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
649.275.989	479.284.646	589.400.597	828.561.609	313.823.925	269.583.701	87.241.262	-46.722.240	4.505.380.800	3.194.821.984
136.422.798	78.874.557	170.601.821	92.779.423	97.977.111	63.356.454	-	-	687.873.508	421.805.679
438.614.827	340.379.343	258.880.100	428.369.239	149.516.849	167.957.943	50.416.657	85.804.457	1.452.824.207	2.288.876.950
50.826.174	30.274.223	30.878.126	198.528.161	8.587.452	8.905.270	(41.804.676)	-132.526.697	109.897.508	143.680.622
2.144.014	3.335.096	77.759.932	31.449.522	17.222.592	10.465.838	-	-	127.299.176	90.222.684
19.959.622	2.213.038	49.992.270	64.747.073	3.890.484	3.317.372	-	-	142.607.960	115.472.313
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.308.554	24.208.389	1.288.348	12.688.191	36.629.437	15.580.824	-	-	39.226.339	129.275.589
-	-	-	-	-	-	78.629.281	-	1.945.652.102	5.488.147
725.609.705	959.581.284	1.113.128.603	1.241.915.054	555.256.672	601.204.740	(59.229.410)	-58.056.579	2.753.965.211	4.447.281.586
424.551.031	627.845.559	1.012.352.174	1.162.494.911	349.592.169	412.274.375	-	-	1.847.296.592	3.289.097.528
25.765.233	35.086.925	-	-	8.522.137	-	-	-	283.544.254	159.385.521
23.598.549	-	-	-	-	-	(59.229.410)	-36.594.486	-	-
132.216.036	152.802.156	36.538.802	4.100.860	4.548.842	3.902.817	-	-	183.848.284	197.243.841
15.701.628	18.454.634	-	-	169.844.040	173.514.336	-	-	231.904.615	478.361.484
103.777.228	122.729.879	64.237.627	75.319.283	2.648.492	2.721.625	-	-	187.270.474	269.930.412
-	2.662.131	-	-	20.100.992	8.791.587	-	-21.462.093	20.100.992	53.262.800
1.442.654.270	1.743.301.085	1.325.518.745	1.219.979.630	1.003.886.507	966.489.192	(5.247.527.783)	-5.235.852.430	8.189.808.380	8.279.218.746
1.442.654.270	1.743.301.085	1.325.518.745	1.219.979.630	1.003.886.507	966.489.192	(5.247.527.783)	-5.235.852.430	6.026.149.285	6.201.976.047
216.661.867	216.324.676	149.451.431	170.397.032	484.427.384	298.376.352	(3.479.698.755)	-3.371.196.003	5.804.447.986	5.804.447.986
144.278.288	206.870.339	322.708.452	145.279.263	66.656.282	278.207.618	(1.081.279.330)	-973.164.969	3.380.661.523	3.051.734.445
535.555.881	684.112.119	2.981.182	3.398.995	49.641	590.505	(745.161.563)	-894.676.478	-	-
546.158.234	635.993.951	850.377.680	900.904.340	452.753.200	389.314.717	58.611.865	3.185.020	(3.158.960.224)	(2.654.206.384)
-	-	-	-	-	-	-	-	2.163.659.095	2.077.242.699
2.817.539.964	3.182.167.015	3.028.047.945	3.290.456.293	1.872.967.104	1.837.277.633	(5.219.515.931)	(5.340.631.249)	15.449.154.391	15.921.322.316

País	Chile			Argentina			Brasil		
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
ESTADO DE RESULTADOS	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
INGRESOS	4.346.811	5.160.988	2.900.505	817.366.617	538.871.174	702.356.329	2.013.355.544	2.266.459.965	1.867.480.092
Ingresos de actividades ordinarias	4.342.565	5.160.988	2.900.505	435.789.546	346.911.584	406.515.531	1.782.667.222	2.081.466.805	1.695.610.134
Ventas de energía	-	-	-	379.092.257	280.176.215	361.705.469	1.626.946.066	1.923.078.033	1.553.473.683
Otras ventas	-	-	-	460.133	523.507	361.681	16.073.260	16.820.481	6.569.786
Otras prestaciones de servicios	4.342.565	5.160.988	2.900.505	56.237.156	66.211.862	44.448.381	139.647.896	141.568.291	135.566.665
Otros ingresos	4.246	-	-	381.577.071	191.959.590	295.840.798	230.688.322	184.993.160	171.869.958
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	-	(207.711.417)	(209.270.232)	(225.811.105)	(1.385.921.253)	(1.405.383.543)	(1.082.324.727)
Compras de energía	-	-	-	(157.071.520)	(165.988.305)	(186.778.094)	(992.325.912)	(1.041.607.105)	(616.825.105)
Consumo de combustible	-	-	-	(39.487.378)	(31.350.429)	(25.889.830)	(61.626.347)	(58.409.123)	(51.277.737)
Gastos de transporte	-	-	-	(1.603.737)	(2.887.611)	(3.021.027)	(74.851.323)	(93.644.111)	(72.787.402)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	-	(9.548.782)	(9.043.887)	(10.122.154)	(257.117.671)	(211.723.204)	(341.434.483)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	4.346.811	5.160.988	2.900.505	609.655.200	329.600.942	476.545.224	627.434.291	861.076.422	785.155.365
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	-	38.651.134	27871.088	21.102.202	10.165.042	12.046.728	13.877.942
Gastos por beneficios a los empleados	(6.198.154)	(4.663.987)	(3.678.384)	(282.962.098)	(182.617.639)	(154.686.547)	(99.652.482)	(107.989.443)	(100.646.528)
Otros gastos, por naturaleza	(8.580.775)	(904.591)	(1.203.116)	(160.072.998)	(150.390.844)	(138.909.307)	(176.649.576)	(169.097.432)	(147.251.809)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	(10.432.118)	(407.590)	(1.980.995)	205.271.238	24.463.547	204.051.572	361.297.275	596.036.275	551.134.970
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(48.164.380)	(34.457.311)	(39.649.323)	(93.577.654)	(126.219.710)	(111.980.732)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(2.289.187)	(2.641.255)	(7.740.546)	(31.029.774)	(29.563.651)	(51.248.898)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(10.432.118)	-407.590	-1.980.995	154.817.671	-12.635.019	156.661.703	236.689.847	440.252.914	387.905.340
RESULTADO FINANCIERO	(1.613.675)	2.287.603	6.103.492	130.614.694	(39.636.349)	(94.354.565)	708.538	(127.456.000)	34.677.521
Ingresos financieros	23.085.427	37.359.473	43.272.796	141.071.582	112.698.022	37.262.480	118.746.948	88.275.167	146.393.325
Efectivo y otros medios equivalentes	23.058.503	27.551.155	42.998.291	76.904.478	4.063.184	4.491.672	15.980.631	39.601.245	37.422.561
Otros ingresos financieros	26.924	9.808.318	274.505	64.167.104	108.634.838	32.770.808	102.766.317	48.673.922	108.970.764
Costos financieros	(23.676.545)	(22.139.600)	(39.818.432)	(111.418.295)	(90.124.247)	(73.869.756)	(142.493.697)	(227.554.883)	(120.173.373)
Préstamos bancarios	(974)	-	-	(6.430.781)	(11.090.608)	(13.824.240)	(17.755.433)	(8.986.098)	(3.970.589)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(14.045.548)	(12.984.782)	(24.441.840)	-	-	-	(49.470.132)	(43.100.513)	(38.857.338)
Otros	(9.630.023)	(9.154.818)	(15.376.592)	(104.987.514)	(79.033.639)	(60.045.516)	(75.268.132)	(175.468.272)	(77.345.446)
Resultados por Unidades de Reajuste	(9.266.040)	(13.630.068)	(11.007.801)	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	8.243.483	697.798	13.656.929	100.961.407	(62.210.124)	(57.747.289)	24.455.287	11.823.716	8.457.569
Positivas	61.064.473	73.497.873	61.012.638	193.605.073	17.360.161	19.539.712	51.717.523	16.882.667	14.637.824
Negativas	(52.820.990)	(72.800.075)	(47.355.709)	(92.643.666)	(79.570.285)	(77.287.001)	(27.262.236)	(6.058.951)	(6.180.255)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(132.598)	(35.735)	4.725	2.712.948	34.720	42.233	-	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	42.761	(315.656)	662.310	733.526	(6.758.695)	-	2.761.811
Resultado de Otras Inversiones	-	-	42.761	-	707.468	725.672	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	(315.656)	(45.158)	7854	(6.758.695)	-	2.761.811
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(12.178.391)	1.844.278	4.169.983	287.829.657	(51.574.338)	63.082.897	230.639.690	312.796.914	425.344.672
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(93.756.951)	(61.135.766)	(91.027.164)	(79.403.591)	(25.322.535)	(19.375.904)	(73.751.149)	(83.386.302)	(98.554.883)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(105.935.342)	(59.291.488)	(86.857.181)	208.426.066	(76.896.873)	43.706.993	156.888.541	229.410.612	326.789.789
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	388.320.526	281.941.071	318.065.208	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	282.385.184	222.649.583	231.208.027	208.426.066	(76.896.873)	43.706.993	156.888.541	229.410.612	326.789.789
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	549.960.852	203.323.918	430.172.279	349.787.261	267.157.901	171.169.106	266.234.483	412.841.873	448.374.315
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	40.279.970	956.586.408	(283.356.920)	(287.437.006)	(236.905.557)	(164.720.608)	(266.497.586)	(142.166.536)	(185.875.967)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(603.778.788)	(1.096.385.941)	565.999.553	(28.362.528)	(28.140.190)	(4.113.277)	(78.409.908)	(326.502.619)	(199.139.356)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
1.568.088.010	1.601.692.843	1.312.563.123	902.656.878	796.341.810	643.503.677	(4.374.282)	(2.156.992)	(655.857)	5.301.439.578	5.206.369.788	4.528.147.869
1.551.589.289	1.590.209.560	1.270.600.838	897.613.346	784.863.792	604.015.741	(4.356.658)	(2.156.992)	(647.397)	4.667.645.310	4.806.455.737	3.978.995.352
1.415.825.122	1.445.643.276	1.176.055.779	802.518.254	701.058.885	560.310.262	-	(122.447)	(201.948)	4.224.381.699	4.349.833.962	3.651.343.245
7508.473	492.002	3.280.645	16.606.185	16.384.949	8.823.805	-	-	-	40.648.051	34.220.939	19.035.917
128.255.694	144.074.282	91.264.414	78.488.907	67.419.958	34.881.674	(4.356.658)	(2.034.545)	(445.449)	402.615.560	422.400.836	308.616.190
16.498.721	11.483.283	41.962.285	5.043.532	11.478.018	39.487.936	(17.624)	-	(8.460)	633.794.268	399.914.051	549.152.517
(727.204.325)	(634.092.249)	(489.477.523)	(456.364.517)	(382.923.412)	(292.653.947)	-	-	-	(2.777.201.512)	(2.631.669.436)	(2.090.267.302)
(467.945.400)	(389.379.482)	(282.064.565)	(271.677.147)	(230.083.919)	(170.440.992)	3.103.553	3.056.025	3.962.147	(1.885.916.426)	(1.824.002.786)	(1.252.146.609)
(62.987.536)	(33.015.871)	(34.870.502)	(94.012.661)	(82.758.971)	(62.465.952)	-	-	-	(258.113.922)	(205.534.394)	(174.504.021)
(122.810.084)	(130.555.197)	(114.719.080)	(43.444.677)	(35.042.438)	(22.369.037)	(3.103.553)	(3.056.025)	(3.962.147)	(245.813.374)	(265.185.382)	(216.858.693)
(73.461.305)	(81.141.699)	(57.823.376)	(47.230.032)	(35.038.084)	(37.377.966)	-	-	-	(387.357.790)	(336.946.874)	(446.757.979)
840.883.685	967.600.594	823.085.600	446.292.361	413.418.398	350.849.730	(4.374.282)	(2.156.992)	(655.857)	2.524.238.066	2.574.700.352	2.437.880.567
9.792.909	10.209.703	8.810.875	4.859.848	3.969.512	3.343.451	3.632.336	1.673.387	-	67.101.269	55.770.418	47.134.470
(57.583.893)	(55.772.427)	(51.593.413)	(41.301.520)	(38.624.977)	(34.963.324)	-	-	-	(487.698.147)	(389.668.473)	(345.568.196)
(85.846.339)	(91.510.241)	(75.777.792)	(58.121.007)	(52.309.761)	(43.261.744)	741.946	483.605	655.857	(488.528.749)	(463.729.264)	(405.747.911)
707.246.362	830.527.629	704.525.270	351.729.682	326.453.172	275.968.113	-	-	-	1.615.112.439	1.777.073.033	1.733.698.930
(98.604.705)	(115.830.740)	(99.481.692)	(80.195.458)	(74.234.989)	(64.854.394)	-	-	-	(320.542.197)	(350.742.750)	(315.966.141)
(189.779)	(3.189.097)	(160.633)	(6.303.016)	(2.935.939)	(7.514.899)	-	-	-	(39.811.756)	(38.329.942)	(66.664.976)
608.451.878	711.507.792	604.882.945	265.231.208	249.282.244	203.598.820	-	-	-	1.254.758.486	1.388.000.341	1.351.067.813
(67.348.700)	(61.236.977)	(50.091.563)	(34.073.918)	(23.920.963)	(26.555.488)	-	36.646.457	11.321.528	28.286.939	(213.316.229)	(118.899.075)
10.037.527	18.603.031	18.522.711	4.305.859	3.921.832	3.522.291	(2.477.071)	(9.735.763)	(2.357.789)	294.770.272	251.121.762	246.615.814
6.394.711	13.228.981	11.698.193	1.976.131	2.132.408	1.670.958	-	-	-	124.314.454	86.576.973	98.281.675
3.642.816	5.374.050	6.824.518	2.329.728	1.789.424	1.851.333	(2.477.071)	(9.735.763)	(2.357.789)	170.455.818	164.544.789	148.334.139
(78.846.539)	(78.795.617)	(68.989.288)	(31.497.335)	(23.435.746)	(25.479.239)	2.477.071	9.735.764	2.357.786	(385.455.340)	(432.314.329)	(325.972.302)
(8.596.624)	(6.395.703)	(6.801.893)	(6.137.221)	(6.589.317)	(5.430.614)	-	-	-	(38.921.033)	(33.061.726)	(30.027.336)
(98.156.546)	(99.009.223)	(71.666.970)	(17.586.333)	(17.194.239)	(14.116.129)	-	-	-	(179.258.559)	(172.288.757)	(149.082.277)
27.906.631	26.609.309	9.479.575	(7.773.781)	34.7810	(5.932.496)	2.477.071	9.735.764	2.357.786	(167.275.748)	(226.963.846)	(146.862.689)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.266.040)	(13.630.068)	(11.007.801)
1.460.312	(1.044.391)	375.014	(6.882.442)	(4.407.049)	(4.598.540)	-	36.646.456	11.321.531	128.238.047	(18.493.594)	(28.534.786)
3.433.799	1.520.289	843.353	3.435.721	3.950.172	4.238.355	(38.247.318)	(11.842.150)	(13.833.193)	275.009.271	101.369.012	86.438.689
(1.973.487)	(2.564.680)	(468.339)	(10.318.163)	(8.357.221)	(8.836.895)	38.247.318	48.488.606	25.154.724	(146.771.224)	(119.862.606)	(114.973.475)
752.621	2.561.038	932.917	-	-	-	-	-	-	3.332.971	2.560.023	979.875
(238.818)	120.697	381.011	746.944	93.547	723.159	-	-	-	(6.566.225)	876.554	4.642.268
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	707.468	768.433
(238.818)	120.697	381.011	746.944	93.547	723.159	-	-	-	(6.566.225)	169.086	3.873.835
541.616.981	652.952.550	556.105.310	231.904.234	225.454.828	177.766.491	-	36.646.457	11.321.528	1.279.812.171	1.178.120.689	1.237.790.881
(205.841.587)	(208.404.127)	(181.812.587)	(70.909.934)	(52.343.302)	(51.684.805)	-	-	-	(523.663.212)	(430.592.032)	(442.455.343)
335.775.394	444.548.423	374.292.723	160.994.300	173.111.526	126.081.686	-	36.646.457	11.321.528	756.148.959	747.528.657	795.335.538
-	-	-	-	-	-	-	-	-	388.320.526	281.941.071	318.065.208
335.775.394	444.548.423	374.292.723	160.994.300	173.111.526	126.081.686	-	36.646.457	11.321.528	1.144.469.485	1.029.469.728	1.113.400.746
Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
489.849.453	582.492.679	478.582.963	276.916.200	239.070.342	175.327.834	(9.297.647)	(6.848.719)	(2.650.853)	1.923.450.602	1.698.037.994	1.700.975.644
(271.946.454)	(202.123.930)	(229.211.864)	(156.966.672)	(75.195.327)	(63.697.550)	(272.731.300)	(599.882.048)	(297.024.180)	(1.215.299.048)	(299.686.990)	(1.223.887.089)
(425.470.875)	(320.548.584)	(220.291.845)	(206.144.926)	(118.613.377)	(105.415.120)	281.952.646	606.731.048	299.725.401	(1.060.214.379)	(1.283.459.663)	336.765.356

35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

Línea de Negocio				
País	Chile		Argentina	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
ACTIVOS	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	5.216.028.617	587.911.081	143.791.564	111.345.580
Efectivo y equivalentes al efectivo	13.726.062	50.627.592	21.513.878	20.268.881
Otros activos financieros corrientes	2.649.187	4.389.709	-	-
Otros activos no financieros, corriente	47	10.766.653	1.458.900	2.909.678
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	15.361	317.283.266	91.879.708	55.648.584
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	28.482.912	113.265.863	24.188.529	28.040.438
Inventarios corrientes	-	36.871.184	2.707.246	2.268.098
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	44.701.761	2.043.303	2.209.901
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	5.171.155.048	10.005.053	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	34.135	4.509.737.795	514.526.563	376.359.459
Otros activos financieros no corrientes	-	6.719.853	-	30.877
Otros activos no financieros no corrientes	-	42.847	3.600.646	3.804.828
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	301.118.584	174.458.331
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	1.852.154.229	2.083.893	1.981.428
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	18.851.913	44.948	70.302
Plusvalía	-	-	1.070.608	1.401.472
Propiedades, planta y equipo	-	2.621.113.891	205.987.826	191.081.462
Propiedad de inversión	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	34.135	10.855.062	620.058	3.530.759
TOTAL ACTIVOS	5.216.062.752	5.097.648.876	658.318.127	487.705.039

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Generación y Transmisión

Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
109.584.185	179.310.128	172.957.080	329.704.908	172.786.358	164.347.787	(1.840.838.256)	-114.094.932	3.974.309.548	1.258.524.552
22.236.032	76.039.740	66.939.946	224.564.345	33.818.918	73.264.364	-	-	158.234.836	444.764.922
5.824.350	26.000.508	2.992.716	20.460.311	-	-	-	-	11.466.253	50.850.528
11.386.388	15.508.149	7.812.064	9.272.519	6.237.667	22.807.982	-	-	26.895.066	61.264.981
27.816.899	35.732.810	80.179.914	53.822.823	81.432.845	35.628.118	209.266	248.342	281.533.993	498.363.943
40.682.826	23.607.823	7.299.356	7.818.044	28.001.327	8.711.102	(58.956.778)	(104.338.221)	69.698.172	77.105.049
19.388	24.762	7.727.748	12.342.664	23.211.279	22.290.073	-	-	33.665.661	73.796.781
1.618.302	2.396.336	5.336	1.424.202	84.322	1.646.148	-	-	3.751.263	52.378.348
-	-	-	-	-	-	(1.782.090.744)	(10.005.053)	3.389.064.304	-
377.376.503	465.167.544	1.807.828.818	1.787.224.362	903.328.613	918.279.644	467.827.511	-1.242.631.650	4.070.922.143	6.814.137.154
1	1	612.676	1.170.931	13.305	16.166	-	-	625.982	793.828
5.159.456	7.666.802	1.087.677	1.075.811	-	-	-	-	9.847.779	12.590.288
7.390.854	8.630.215	1.942.063	2.177.709	-	-	-	-	310.451.501	185.266.255
24.422.654	31.402.626	-	-	-	-	(24.422.654)	(31.402.626)	-	-
32.530.127	19.298.297	-	-	40.166.814	57.999.593	403.581.048	(1.322.024.225)	478.361.882	609.409.322
2.367.312	2.847.709	20.180.823	22.960.562	11.072.435	10.768.352	-	-	33.665.518	55.498.838
-	-	4.285.458	4.886.064	6.675.472	8.527.161	88.669.117	110.795.201	100.700.655	125.609.898
284.339.062	362.640.263	1.761.539.131	1.707.545.357	845.400.587	840.968.372	-	-	3.097.266.606	5.723.349.345
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21.167.037	32.681.631	18.180.990	47.407.928	-	-	-	-	40.002.220	94.475.380
486.960.688	644.477.672	1.980.785.898	2.116.929.270	1.076.114.971	1.082.627.431	(1.373.010.745)	(1.356.726.582)	8.045.231.691	8.072.661.706

Pais	Chile		Argentina	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES	1.828.533.074	674.505.169	219.381.678	180.031.592
Otros pasivos financieros corrientes	417.400	146.364.103	30.356.957	29.204.543
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	158.892	330.234.621	121.997.587	104.631.867
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	2.336	139.180.109	22.841.700	27.161.544
Otras provisiones corrientes	-	10.932.577	2.744.275	666.299
Pasivos por impuestos corrientes	-	31.480.257	41.441.159	6.836.964
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	16.313.502	-	11.530.375
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	1.827.954.446	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	199.807	1.060.892.738	218.971.414	154.168.284
Otros pasivos financieros no corrientes	-	778.135.168	38.637.260	44.052.205
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	3.711.078	94.453.409	89.968
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	35.630.861	36.594.486
Otras provisiones no corrientes	-	25.161.118	-	-
Pasivo por impuestos diferidos	-	232.045.128	46.358.947	31.236.466
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	199.807	18.882.217	3.890.937	3.994.647
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	2.958.029	-	38.200.512
PATRIMONIO NETO	3.387.329.871	3.362.250.969	219.965.035	153.505.163
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.387.329.871	3.362.250.969	219.965.035	153.505.163
Capital emitido	2.041.622.319	2.066.342.520	82.865.510	108.474.430
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.726.639.410	1.401.123.725	49.183.508	(19.153.229)
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-
Otras reservas	(586.940.415)	(311.223.833)	87.916.017	64.183.962
Total Patrimonio Neto y Pasivos	5.216.062.752	5.097.648.876	658.318.127	487.705.039

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Generación y Transmisión

Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
126.744.267	209.741.472	349.716.663	500.427.459	149.548.832	111.916.694	61.192.354	-54.269.042	2.735.116.868	1.622.353.344
1.718.719	547.554	135.606.953	90.868.809	62.170.269	30.884.141	-	-	230.270.298	297.869.150
47.259.646	55.829.739	89.385.378	194.459.885	67.063.567	63.043.076	16.847.277	29.732.030	342.712.347	777.931.218
57.806.281	147.681.040	22.926.498	131.257.351	11.770.115	9.832.315	(10.778.741)	(84.001.072)	104.568.189	371.111.287
-	-	72.379.364	24.071.622	6.295.715	2.681.490	-	-	81.419.354	38.351.988
19.959.621	2.213.037	28.563.318	55.331.792	1.153.023	761.199	-	-	91.117.121	96.623.249
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	3.470.102	855.152	4.438.000	1.096.143	4.714.473	-	-	1.951.295	40.466.452
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	55.123.818	-	1.883.078.264	-
34.180.263	8.446.341	831.187.905	883.041.284	277.281.858	322.944.470	(48.543.708)	-31.370.967	1.313.277.539	2.398.122.150
3.012.998	2.421.880	781.500.274	862.784.448	118.684.335	183.792.705	-	-	941.834.867	1.871.186.406
2.911.464	57.790	-	-	-	-	-	-	97.364.873	3.858.836
23.598.549	-	-	-	-	-	(48.543.708)	(31.686.032)	10.685.702	4.908.454
4.657.252	5.571.273	32.991.300	465.509	4.234.681	3.661.187	-	-	41.883.233	34.859.087
-	-	-	-	134.903.163	134.696.942	-	-	181.262.110	397.978.536
-	-	16.696.331	19.791.327	761.267	793.636	-	-	21.548.342	43.461.827
-	395.398	-	-	18.698.412	-	-	315.065	18.698.412	41.869.004
326.036.158	426.289.859	799.881.330	733.460.527	649.284.281	647.766.267	(1.385.659.391)	-1.271.086.573	3.996.837.284	4.052.186.212
326.036.158	426.289.859	799.881.330	733.460.527	649.284.281	647.766.267	(1.385.659.391)	-1.271.086.573	3.996.837.284	4.052.186.212
90.172.688	115.185.419	146.498.021	167.029.702	323.227.193	227.902.984	(1.207.662.870)	(1.172.172.225)	1.476.722.861	1.512.762.830
134.179.155	159.510.944	217.958.120	110.289.985	48.944.655	170.891.294	181.696.622	349.976.414	2.358.601.470	2.172.639.133
-	-	-	-	49.641	590.505	-	-	206.058.198	206.599.062
101.684.315	151.593.496	435.425.189	456.140.840	277.062.792	248.381.484	(359.693.143)	(448.890.762)	(44.545.245)	160.185.187
486.960.688	644.477.672	1.980.785.898	2.116.929.270	1.076.114.971	1.082.627.431	(1.373.010.745)	(1.356.726.582)	8.045.231.691	8.072.661.706

Generación y Transmisión

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
778.768.427	753.385.349	639.460.200	437.887.044	401.695.198	315.886.096	(3.942.245)	(2.034.545)	(484.995)	1.734.761.772	1.762.869.133	1.481.343.900
769.665.035	744.236.226	634.800.723	435.277.054	392.252.284	294.442.189	(3.930.384)	(2.034.545)	(476.535)	1.668.272.704	1.701.051.112	1.419.296.486
762.280.521	743.649.328	634.181.459	355.087.025	325.248.022	275.491.763	-	-	-	1.486.031.970	1.514.124.760	1.305.087.063
7.290.919	476.853	-	13.833.990	12.603.162	8.817.669	-	-	-	21.124.909	13.080.015	8.817.669
93.595	110.045	619.264	66.356.039	54.401.100	10.132.757	(3.930.384)	(2.034.545)	(476.535)	161.115.825	173.846.337	105.391.754
9.103.392	9.149.123	4.659.477	2.609.990	9.442.914	21.443.907	(11.861)	-	(8.460)	66.489.068	61.818.021	62.047.414
(321.664.855)	(220.460.069)	(204.521.337)	(174.512.696)	(151.707.294)	(112.418.728)	-	-	-	(677.940.967)	(653.688.007)	(514.810.596)
(162.261.692)	(80.294.031)	(87.695.910)	(17.092.514)	(21.103.383)	(14.637.475)	3.103.553	3.056.025	3.962.147	(235.046.359)	(258.676.854)	(168.445.337)
(62.987.536)	(33.015.871)	(34.870.502)	(94.012.661)	(82.758.971)	(62.465.952)	-	-	-	(258.113.922)	(205.534.394)	(174.504.021)
(64.562.969)	(68.739.282)	(59.719.073)	(43.595.972)	(35.235.920)	(22.491.100)	(3.103.553)	(3.056.025)	(3.962.147)	(124.612.122)	(124.900.859)	(97.694.362)
(31.852.658)	(38.410.885)	(22.235.852)	(19.811.549)	(12.609.038)	(12.824.201)	-	-	-	(60.168.564)	(64.575.900)	(74.166.876)
457.103.572	532.925.280	434.938.863	263.374.348	249.987.904	203.467.368	(3.942.245)	(2.034.545)	(484.995)	1.056.820.805	1.109.181.126	966.533.304
5.344.745	5.763.278	5.001.430	431.498	550.306	461.664	3.632.336	1.673.387	-	14.387.605	13.548.280	9.255.740
(20.843.530)	(20.155.909)	(18.284.458)	(18.628.502)	(16.552.441)	(14.606.541)	-	-	-	(107.850.396)	(92.178.851)	(78.825.827)
(29.558.639)	(24.447.808)	(20.175.229)	(31.408.734)	(25.612.491)	(21.653.706)	309.909	361.158	484.995	(96.544.274)	(84.426.859)	(71.568.476)
412.046.148	494.084.841	401.480.606	213.768.610	208.373.278	167.668.785	-	-	-	866.813.740	946.123.696	825.394.741
(39.108.707)	(43.806.832)	(37.628.154)	(51.738.067)	(48.327.434)	(41.395.669)	-	-	-	(147.291.267)	(142.609.270)	(130.646.915)
(109.012)	(787.645)	76.227	(4.704.314)	(1.188.617)	(6.698.767)	-	-	-	(4.826.638)	(3.212.803)	(13.106.989)
372.828.429	449.490.364	363.928.679	157.326.229	158.857.227	119.574.349	-	-	-	714.695.835	800.301.623	681.640.837
(39.872.136)	(34.591.411)	(26.946.483)	(16.392.038)	(12.653.312)	(12.096.778)	-	-	-	11.024.799	4.146.888	99.864.652
3.321.340	11.379.616	11.265.048	970.851	1.062.402	1.144.181	(1.971.425)	(9.126.267)	(2.226.200)	88.032.028	111.084.259	34.749.918
2.942.242	9.848.063	7.992.710	798.003	868.225	981.806	-	-	-	86.308.158	26.728.453	24.151.441
379.098	1.531.553	3.272.338	172.848	194.177	162.375	(1.971.425)	(9.126.267)	(2.226.200)	1.723.870	84.355.806	10.598.477
(44.085.917)	(44.880.587)	(38.653.714)	(12.234.468)	(10.024.755)	(9.184.654)	1.971.425	9.126.265	2.226.198	(109.517.207)	(85.935.531)	(91.401.647)
(8.596.486)	(6.301.664)	(6.801.800)	(4.252.551)	(5.155.512)	(3.848.040)	-	-	-	(15.348.968)	(21.393.127)	(21.454.758)
(71.452.386)	(74.994.653)	(51.294.445)	(3.137.072)	(3.735.298)	(4.535.599)	-	-	-	(80.843.198)	(78.729.951)	(55.830.044)
35.962.955	36.415.730	19.442.531	(4.844.845)	(1.133.945)	(801.015)	1.971.425	9.126.265	2.226.198	(13.325.041)	14.187.547	(14.116.845)
892.441	(1.090.440)	442.183	(5.128.421)	(3.691.259)	(4.056.305)	-	-	-	11.024.801	4.146.890	121.349.831
1.875.433	1.172.568	740.084	2.210.164	2.845.603	3.279.188	(32.404.283)	(9.007.245)	(8.975.752)	219.603.572	39.651.691	46.792.154
(982.992)	(2.263.008)	(297.901)	(7.338.585)	(6.536.862)	(7.335.493)	32.404.283	20.032.046	13.122.642	(98.253.741)	(87.350.594)	(84.212.730)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.678.513	-	-
(110.332)	74.183	310.238	144.350	61.637	(182.051)	-	-	-	(394.854)	798.130	904.474
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	707.468	768.433
(110.332)	74.183	310.238	144.350	61.637	(182.051)	-	-	-	(394.854)	90.662	136.041
332.845.961	414.973.136	337.292.434	141.078.541	146.265.252	107.295.520	-	11.024.799	4.146.888	816.844.146	778.549.578	588.473.006
(120.949.697)	(126.151.738)	(106.503.562)	(42.320.367)	(32.191.266)	(31.842.461)	-	-	-	(335.604.989)	(254.393.601)	(192.628.860)
211.896.264	288.821.398	230.788.872	98.758.174	114.073.986	75.453.059	-	11.024.799	4.146.888	481.239.157	524.155.977	395.844.146
-	-	-	-	-	-	-	-	-	223.831.259	123.226.510	179.048.751
211.896.264	288.821.398	230.788.872	98.758.174	114.073.986	75.453.059	-	11.024.799	4.146.888	705.070.416	647.382.487	574.892.897
Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
254.539.609	364.425.930	273.903.244	170.273.397	156.986.993	100.608.823	(2.617.119)	(407.289)	(529.831)	1.098.739.134	1.026.718.651	874.169.034
(159.371.575)	(185.214.366)	(125.834.718)	(56.503.902)	(18.336.629)	(8.773.627)	(114.333.695)	(107.704.873)	(80.477.575)	(545.677.324)	(357.107.188)	(194.635.422)
(259.847.758)	(151.340.517)	(104.425.180)	(153.855.492)	(109.291.615)	(96.493.312)	116.874.513	108.112.444	81.007.406	(797.630.653)	(675.096.742)	(628.577.198)

b) Distribución

Línea de Negocio		Chile	
País		31/12/2015	31/12/2014
ACTIVOS		M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES		1.068.956.933	300.765.617
Efectivo y equivalentes al efectivo		10.694.452	7.716.593
Otros activos financieros corrientes		188.143	470.266
Otros activos no financieros, corriente		-	4.837.555
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		105	257.568.198
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes		8.208.642	26.178.562
Inventarios corrientes		-	3.542.452
Activos por impuestos corrientes, corriente		431.522	451.991
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		1.049.434.069	-
ACTIVOS NO CORRIENTES		462.047.875	1.240.468.968
Otros activos financieros no corrientes		-	30.619
Otros activos no financieros no corrientes		-	188.157
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		-	7.364.933
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes		-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		462.006.979	541.582.223
Activos intangibles distintos de la plusvalía		-	14.613.951
Plusvalía		-	2.240.478
Propiedades, planta y equipo		-	674.156.509
Propiedad de inversión		-	-
Activos por impuestos diferidos		40.896	292.098
TOTAL ACTIVOS		1.531.004.808	1.541.234.585

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Distribución

Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
191.441.460	409.109.176	653.342.371	589.020.643	207.553.675	254.296.273	116.371.663	142.931.833	(4.417.595)	(13.369.202)	2.233.248.507	1.682.754.340
24.665.201	5.646.882	34.293.476	67.580.309	89.987.572	133.186.201	14.818.083	60.751.331	-	-	174.458.784	274.881.316
694.177	-	33.244.064	6.971.011	44.985	17.605.547	-	-	-	-	34.171.369	25.046.824
1.261.261	1.192.805	65.958.327	96.485.884	1.912.501	2.994.894	2.944.189	4.217.571	-	-	72.076.278	109.728.709
124.663.167	360.374.168	508.562.286	410.307.454	99.124.879	93.709.158	69.883.209	56.349.775	52.925	(70.326)	802.286.571	1.178.238.427
239.991	353.432	1.564.236	23.473	2.829.584	2.636.246	19.302.467	13.402.430	(4.468.556)	(13.298.876)	27.676.364	29.295.267
37.440.101	39.669.296	673.996	717.960	13.654.154	4.164.227	9.416.923	8.173.453	-	-	61.185.174	56.267.388
2.477.562	1.872.593	9.045.986	6.934.552	-	-	6.792	37.273	-	-	11.961.862	9.296.409
-	-	-	-	-	-	-	-	(1.964)	-	1.049.432.105	-
443.412.233	405.106.897	1.662.603.605	1.871.949.977	847.774.289	928.936.117	675.858.105	587.886.652	-	-	4.091.696.107	5.034.348.611
21.751	42.005	488.858.930	496.441.092	3.620	6.687	-	-	-	-	488.884.301	496.520.403
326.850	427.860	52.122.099	58.185.573	2.292.399	2.568.364	-	-	-	-	54.741.348	61.369.954
6.208.472	1.294.740	74.095.449	88.314.071	7.875.015	9.132.062	-	-	-	-	88.178.936	106.105.806
355.485	486.605	-	-	-	-	-	-	-	-	355.485	486.605
15.027	19.612	-	-	29.497.710	32.798.603	-	-	-	-	491.519.716	574.400.438
1.856.386	2.463.635	905.374.088	1.055.986.162	16.427.134	17.651.975	9.826.406	6.385.114	-	-	933.484.014	1.097.100.837
-	-	76.703.162	97.979.622	-	-	-	-	-	-	76.703.162	100.220.100
434.628.262	400.372.440	20.960.307	24.072.231	784.307.032	842.119.957	666.031.699	581.501.538	-	-	1.905.927.300	2.522.222.675
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	44.489.570	50.971.226	7.371.379	24.658.469	-	-	-	-	51.901.845	75.921.793
634.853.693	814.216.073	2.315.945.976	2.460.970.620	1.055.327.964	1.183.232.390	792.229.768	730.818.485	(4.417.595)	(13.369.202)	6.324.944.614	6.717.102.951

País	Chile		Argentina	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS				
	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	418.047.564	244.981.388	431.630.046	739.412.769
Otros pasivos financieros corrientes	92.682	133	526.559	6.842.312
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	293.820	117.620.794	402.486.702	670.451.782
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	636.116	111.172.127	1.192.017	1.448.331
Otras provisiones corrientes	3.595	71.623	27.424.768	32.678.820
Pasivos por impuestos corrientes	-	4.501.006	-	-
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	11.615.705	-	27.991.524
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	417.021.351	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	299.654	72.612.722	174.966.573	137.796.785
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	154.803.475	120.497.550
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	-	2.808.816	10.544.604	8.468.074
Pasivo por impuestos diferidos	-	23.042.447	-	-
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	299.654	24.649.613	9.618.494	8.831.161
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	22.111.846	-	-
PATRIMONIO NETO	1.112.657.590	1.223.640.475	28.257.074	(62.993.481)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.112.657.590	1.223.640.475	28.257.074	(62.993.481)
Capital emitido	367.928.682	367.928.682	47.061.353	61.605.286
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.225.045.537	1.227.190.356	(20.697.376)	(127.076.910)
Primas de emisión	566.302	566.302	-	-
Otras reservas	(480.882.931)	(372.044.865)	1.893.097	2.478.143
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.531.004.808	1.541.234.585	634.853.693	814.216.073

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
552.804.640	382.669.070	247.749.856	337.839.518	192.540.953	165.061.350	(4.417.595)	(13.369.202)	1.838.355.464	1.856.594.893
134.704.079	78.327.002	34.994.868	1.910.613	35.806.842	32.472.313	-	-	206.125.030	119.552.373
383.345.351	278.869.512	169.494.726	233.909.354	81.443.952	102.523.673	-	-	1.037.064.551	1.403.375.115
32.611.195	3.897.216	16.017.544	76.976.179	26.092.527	8.896.631	(4.417.595)	(13.369.202)	72.131.804	189.021.282
2.144.014	3.335.096	5.380.567	7.377.900	10.926.878	7.784.348	-	-	45.879.822	51.247.787
1	1	21.428.954	9.415.281	2.737.460	2.556.173	-	-	24.166.415	16.472.461
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	18.240.243	433.197	8.250.191	35.533.294	10.828.212	-	-	35.966.491	76.925.875
-	-	-	-	-	-	-	-	417.021.351	-
832.749.665	930.337.149	281.940.695	358.873.770	269.823.997	271.208.226	-	-	1.559.780.584	1.770.828.652
421.538.033	625.423.679	230.851.899	299.710.462	230.907.835	228.481.670	-	-	883.297.767	1.153.615.811
22.852.766	35.029.135	-	-	371.317	-	-	-	178.027.558	155.526.685
157.179.286	-	-	-	-	-	-	-	157.179.286	-
127.402.352	147.154.456	3.547.501	3.635.352	314.163	241.630	-	-	141.808.620	162.308.328
-	-	-	-	34.940.876	38.817.394	-	-	34.940.876	61.859.841
103.777.228	122.729.879	47.541.295	55.527.956	1.887.226	1.927.989	-	-	163.123.897	213.666.598
-	-	-	-	1.402.580	1.739.543	-	-	1.402.580	23.851.389
930.391.671	1.147.964.401	525.637.413	486.519.102	329.864.818	294.548.909	-	-	2.926.808.566	3.089.679.406
930.391.671	1.147.964.401	525.637.413	486.519.102	329.864.818	294.548.909	-	-	2.926.808.566	3.089.679.406
312.041.595	398.597.876	2.953.410	3.367.331	130.666.525	40.732.177	-	-	860.651.565	872.231.352
82.104.937	135.984.405	104.750.330	34.989.277	23.507.886	113.007.763	-	-	1.414.711.314	1.384.094.891
-	-	2.981.182	3.398.995	-	-	-	-	3.547.484	3.965.297
536.245.139	613.382.120	414.952.491	444.763.499	175.690.407	140.808.969	-	-	647.898.203	829.387.866
2.315.945.976	2.460.970.620	1.055.327.964	1.183.232.390	792.229.768	730.818.485	(4.417.595)	(13.369.202)	6.324.944.614	6.717.102.951

ESTADO DE RESULTADOS	País									
	Chile			Argentina			Brasil			
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
INGRESOS	-	-	-	607.344.916	371.411.786	528.653.053	1.836.864.322	1.969.226.185	1.634.111.790	
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	278.475.279	222.534.863	268.473.425	1.606.176.000	1.784.233.025	1.462.498.140	
Ventas de energía	-	-	-	261.053.382	204.714.773	252.621.412	1.509.823.358	1.696.855.326	1.388.685.125	
Otras ventas	-	-	-	460.133	523.507	361.681	16.073.260	16.820.481	-	
Otras prestaciones de servicios	-	-	-	16.961.764	17.296.583	15.490.332	80.279.382	70.557.218	73.813.015	
Otros ingresos	-	-	-	328.869.637	148.876.923	260.179.628	230.688.322	184.993.160	171.613.650	
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	-	(157.387.237)	(161.995.240)	(169.802.328)	(1.386.390.872)	(1.313.723.580)	(1.060.194.360)	
Compras de energía	-	-	-	(155.612.243)	(160.940.088)	(168.486.826)	(1.068.487.043)	(1.029.857.439)	(686.576.752)	
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gastos de transporte	-	-	-	(720.575)	(1.055.152)	(1.194.862)	(63.516.659)	(78.999.828)	(64.041.259)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	-	(1.054.419)	-	(120.640)	(254.387.170)	(204.866.313)	(309.576.349)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	-	-	-	449.957.679	209.416.546	358.850.725	450.473.450	655.502.605	573.917.430	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	-	34.701.198	23.153.744	18.108.177	9.135.951	11.202.763	13.079.321	
Gastos por beneficios a los empleados	(371.072)	(254.169)	(233.845)	(226.741.261)	(142.343.373)	(121.588.649)	(79.431.903)	(83.882.323)	(80.791.303)	
Otros gastos, por naturaleza	(1.012.453)	(995.041)	(947.801)	(138.623.389)	(128.124.044)	(118.511.278)	(150.045.257)	(154.016.112)	(135.153.017)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	(1.383.525)	(1.249.210)	(1.181.646)	119.294.227	(37.897.127)	136.858.975	230.132.241	428.806.933	371.052.431	
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(13.229.654)	(10.772.411)	(12.909.107)	(71.857.411)	(99.250.848)	(86.883.098)	
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(2.289.187)	(2.559.659)	(1.951.710)	(30.940.802)	(28.330.530)	(50.553.285)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(1.383.525)	(1.249.210)	-1.181.646	103.775.386	(51.229.197)	121.998.158	127.334.028	301.225.555	233.616.048	
RESULTADO FINANCIERO	(1.116.601)	(3.304.228)	(577.524)	(3.942.519)	(38.408.032)	(13.178.990)	(48.588.988)	(174.878.226)	(2.582.536)	
Ingresos financieros	236.600	2.780	9.491	65.153.401	28.970.378	32.944.854	102.075.187	45.864.512	110.285.525	
Efectivo y otros medios equivalentes	236.600	2.780	9.491	1.303.146	532.645	493.354	2.924.921	9.641.862	10.746.703	
Otros ingresos financieros	-	-	-	63.850.255	28.437.733	32.451.500	99.150.266	36.222.650	99.538.822	
Costos financieros	(475.563)	(16.277)	(17.365)	(70.851.224)	(66.547.390)	(45.795.956)	(150.058.877)	(221.272.601)	(113.177.408)	
Préstamos bancarios	(974)	-	-	(5.338.424)	(3.001.623)	(4.858.103)	(17.467.056)	(7.139.131)	(2.131.807)	
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	-	-	(49.470.132)	(43.100.513)	(38.857.338)	
Otros	(474.589)	(16.277)	(17.365)	(65.512.800)	(63.545.767)	(40.937.853)	(83.121.689)	(171.032.957)	(72.188.263)	
Resultados por Unidades de Reajuste	1.240	1.579	-	-	-	-	-	-	-	
Diferencias de cambio	(878.878)	(3.292.310)	(569.650)	1.755.304	(831.020)	(327.888)	(605.298)	529.863	309.347	
Positivas	1.475.580	2.252.973	1.908.006	4.114.836	728.964	742.128	1.794.515	833.954	422.873	
Negativas	(2.354.458)	(5.545.283)	(2.477.656)	(2.359.532)	(1.559.984)	(1.070.016)	(2.399.813)	(304.091)	(113.526)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	-	34.434	34.721	42.232	-	-	-	
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	113.216	-	-	(6.758.695)	-	2.761.811	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	113.216	-	-	(6.758.695)	-	2.761.811	
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(2.500.126)	(4.553.438)	(1.759.170)	99.980.517	(89.602.508)	108.861.400	71.986.345	126.347.329	233.795.323	
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(11.228.559)	(7.668.386)	(4.503.199)	(463.471)	3.792.056	(10.685.347)	(10.849.463)	(18.559.097)	(66.562.048)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(13.728.685)	(12.221.824)	(6.262.369)	99.517.046	(85.810.452)	98.176.053	61.136.882	107.788.232	167.233.275	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	139.672.809	134.065.799	114.054.872	-	-	-	-	-	-	
GANANCIA (PÉRDIDA)	125.944.124	121.843.975	107.792.503	99.517.046	(85.810.452)	98.176.053	61.136.882	107.788.232	167.233.275	

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	País									
	Chile			Argentina			Brasil			
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	192.068.742	36.094.225	136.491.828	243.657.253	188.056.795	148.438.912	165.632.490	243.585.176	296.604.054	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(64.199.658)	13.004.063	(25.261.494)	(208.791.432)	(180.592.386)	(126.534.530)	(269.722.111)	(239.357.913)	(152.257.499)	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(106.554.830)	(64.578.477)	(95.280.198)	(8.169.660)	(9.632.579)	(18.504.534)	78.329.447	623.587	(112.549.985)	

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
884.467.266	982.770.698	852.780.069	562.046.426	478.699.891	413.911.453	-	-	-	3.890.722.930	3.802.108.560	3.429.456.365
876.948.863	980.294.259	815.252.120	559.556.527	476.564.658	395.765.288	-	-	-	3.321.156.669	3.463.626.805	2.941.988.973
723.092.894	808.454.612	697.374.115	528.051.398	447.642.884	370.947.952	-	-	-	3.022.021.032	3.157.667.595	2.709.628.604
217.554	15.149	3.280.645	2.772.195	3.781.787	6.136	-	-	-	19.523.142	21.140.924	3.648.462
153.638.415	171.824.498	114.597.360	28.732.934	25.139.987	24.811.200	-	-	-	279.612.495	284.818.286	228.711.907
7518.403	2.476.439	37.527.949	2.489.899	2.135.233	18.146.165	-	-	-	569.566.261	338.481.755	487.467.392
(500.570.712)	(547.593.754)	(464.474.672)	(379.015.102)	(315.115.521)	(266.450.403)	-	-	-	(2.423.363.923)	(2.338.428.095)	(1.960.921.763)
(375.946.940)	(416.564.592)	(349.818.265)	(351.596.619)	(292.686.474)	(241.896.637)	-	-	-	(1.951.642.845)	(1.900.048.593)	(1.446.778.480)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(82.836.069)	(88.136.414)	(78.964.131)	-	-	-	-	-	-	(147.073.303)	(168.191.394)	(144.200.252)
(41.787.703)	(42.892.748)	(35.692.276)	(27.418.483)	(22.429.047)	(24.553.766)	-	-	-	(324.647.775)	(270.188.108)	(369.943.031)
383.896.554	435.176.944	388.305.397	183.031.324	163.584.370	147.461.050	-	-	-	1.467.359.007	1.463.680.465	1.468.534.602
4.448.164	4.446.424	3.809.445	4.282.006	3.300.324	2.798.463	-	-	-	52.567.319	42.103.255	37.795.406
(36.740.363)	(35.616.518)	(33.308.955)	(22.398.764)	(21.542.237)	(20.112.810)	-	-	-	(365.683.363)	(283.638.620)	(256.035.562)
(56.460.916)	(67.631.351)	(55.855.565)	(26.536.628)	(26.098.988)	(21.220.123)	-	-	-	(372.678.643)	(376.865.536)	(331.687.784)
295.143.439	336.375.499	302.950.322	138.377.938	119.243.469	108.926.580	-	-	-	781.564.320	845.279.564	918.606.662
(59.475.177)	(71.998.972)	(61.825.005)	(29.074.143)	(26.510.068)	(24.005.738)	-	-	-	(173.636.385)	(208.532.299)	(185.622.948)
(80.720)	(2.401.454)	(236.860)	(1.598.702)	(1.747.322)	(816.132)	-	-	-	(34.909.411)	(35.038.965)	(53.557.987)
235.587.542	261.975.073	240.888.457	107.705.093	90.986.079	84.104.710	-	-	-	573.018.524	601.708.300	679.425.727
(27.459.741)	(26.624.088)	(23.123.001)	(16.772.560)	(11.494.113)	(14.976.086)	-	2.000.172	(53.882)	(97.880.409)	(252.708.515)	(54.492.019)
6.745.819	7.242.116	7.279.595	3.221.357	2.830.626	2.340.150	-	-	-	177.432.364	84.910.412	152.859.615
3.452.375	3.377.089	3.705.481	892.016	1.063.623	493.944	-	-	-	8.809.058	14.617.999	15.448.973
3.293.444	3.865.027	3.574.114	2.329.341	1.767.003	1.846.206	-	-	-	168.623.306	70.292.413	137.410.642
(34.773.430)	(33.912.253)	(30.335.481)	(19.294.082)	(14.065.160)	(16.965.296)	-	-	-	(275.453.176)	(335.813.681)	(206.291.506)
-	(91.262)	-	892.016	(1.433.806)	(1.582.598)	-	-	-	(21.914.438)	(11.665.822)	(8.572.508)
(26.704.160)	(24.014.571)	(20.372.526)	-	(13.458.940)	(9.580.529)	-	-	-	(76.174.292)	(80.574.024)	(68.810.393)
(8.069.270)	(9.806.420)	(9.962.955)	(20.186.098)	827.586	(5.802.169)	-	-	-	(177.364.446)	(243.573.835)	(128.908.605)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.240	1.579	-
567.870	46.049	(67.115)	(699.835)	(259.579)	(350.940)	-	2.000.172	(53.882)	139.163	(1.806.825)	(1.060.128)
1.558.367	347.721	103.323	976.614	775.194	804.523	(382.438)	(635.440)	(600.000)	9.537.474	4.303.366	3.380.853
(990.497)	(301.672)	(170.438)	(1.676.449)	(1.034.773)	(1.155.463)	382.438	2.635.612	546.118	(9.398.311)	(6.110.191)	(4.440.981)
752.622	2.561.039	932.917	-	-	-	-	-	-	787.056	2.595.760	975.149
(128.486)	46.514	70.773	602.594	31.910	905.210	-	-	-	(6.171.371)	78.424	3.737.794
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(128.486)	46.514	70.773	602.594	31.910	905.210	-	-	-	(6.171.371)	78.424	3.737.794
208.751.937	237.958.538	218.769.146	91.535.127	79.523.876	70.033.834	-	2.000.172	(53.882)	469.753.800	351.673.969	629.646.651
(84.883.204)	(82.240.147)	(75.302.320)	(27.924.718)	(19.790.239)	(19.520.534)	-	-	-	(135.349.415)	(124.465.813)	(176.573.448)
123.868.733	155.718.391	143.466.826	63.610.409	59.733.637	50.513.300	-	2.000.172	(53.882)	334.404.385	227.208.156	453.073.203
-	-	-	-	-	-	-	-	-	139.672.809	134.065.799	114.054.872
123.868.733	155.718.391	143.466.826	63.610.409	59.733.637	50.513.300	-	2.000.172	(53.882)	474.077.194	361.273.955	567.128.075

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
235.309.844	218.066.750	204.679.719	109.115.394	83.447.069	79.288.813	(184.396)	91.870	32.942	945.599.327	769.341.895	855.536.268
(112.561.292)	(16.909.564)	(103.377.146)	(114.212.151)	(57.451.165)	(60.260.217)	(17.922.661)	(32.662.053)	(20.661.272)	(787.409.305)	(513.969.018)	(488.352.158)
(165.636.704)	(169.208.067)	(115.966.665)	(41.319.512)	(10.068.877)	(5.502.637)	18.107.057	32.570.183	20.628.331	(225.244.202)	(220.294.230)	(327.075.688)

36. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos y Pasivos Contingentes y Otros Compromisos

36.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo Garantía	Activos Comprometidos			Valor Contable
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda		
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	10.804.894	
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	3.098.134	
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	435.681	
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	-	
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	11.930.477	
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	13.927.500	
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	8.536.202	
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	130.927	

Al 31 de diciembre de 2015 Enersis Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 35.079.484.027, de los cuales M\$ 24.532.787.202 corresponden a operaciones continuadas (M\$ 33.344.231.316 al 31 de diciembre de 2014).

36.2 Garantías Indirecta

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen garantías indirectas.

36.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados Financieros Consolidados, los litigios más relevantes de Enersis Américas y sus filiales son los siguientes:

a) Operaciones Continuadas

1.- En Argentina, en el año 2002 la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur, estableciéndose asimismo, que este contrato se renegociase en un plazo razonable para adaptarlo a la nueva situación. Atendida la falta de renegociación, Enersis Américas S.A., Chilectra S.A., Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Chilectra

Moneda	Saldo pendiente al		Liberación de garantías					
	diciembre 2015	diciembre 2014	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
M\$	35.254.202	73.177.119	-	-	-	-	-	-
M\$	1.183.600	3.033.750	-	-	-	-	-	-
M\$	435.681	702.470						
M\$	-	-	-	-	-	-	-	-
M\$	40.354.434	50.509.024	-	-	-	-	-	-
M\$	158.335.127	161.031.458	-	-	-	-	-	-
M\$	60.265.158	77.294.260	-	-	-	-	-	-
M\$	3.944.953	-	-	-	-	-	-	-

S.A.) presentaron en 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones ("CIADI"), demandando, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US\$1.306.875.960 (aprox. M\$928.091.031.753); y, por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de US\$318.780.600 (aprox. M\$226.385.230.896); en ambos casos con un interés compuesto del 6,9% anual; además, las cantidades que resulten de los daños generados a partir del 1° de julio de 2004; y, finalmente, US\$102.164.683 (aprox. M\$72.553.271.279) para Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. En el año 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, en la cual se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarían las condiciones para un período tarifario ordinario de 5 años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, así como se encuentra suspendida la designación de uno de los árbitros, el cual renunció en 2010 a su cargo. Con fecha 31 de diciembre de 2014 las partes informaron al CIADI su acuerdo de prorrogar la suspensión del procedimiento por 12 meses a contar de esa misma fecha, indicando también que cualquiera de las partes podrá solicitar la reanudación del procedimiento con un preaviso de 30 días corridos.

2.- En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (sucesora de Meridional S/A Serviços, Empreendimentos e Participações a partir de 2008) es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELFL). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELFL. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Basilus (antes Meridional)

Estados financieros

demandó en el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Ampla sólo adquirió activos de CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, la actora interpuso un “Mandado de Segurança”, asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. El 25 de agosto de 2015 se dictó fallo rechazándose recurso interpuesto por la parte demandante. El fallo fue publicado el 10 de diciembre de 2015 y el 15 de diciembre de 2015 Basilus ha presentado recursos de Embargos de Aclaración, pendientes de resolverse. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.344 millones (aprox. M\$ 244.430.592).

3.- El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto-ley n°. 2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Ampla, la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Ampla interpuso varios recursos, entre ellos un Recurso Extraordinario, pendiente de resolución. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Ampla ha presentado una Exceção de Pré-executividade con base en la jurisprudencia del Supremo Tribunal Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste (URP) -Unidade de Referência de Preços- del Decreto-ley n°. 2.235/87. Además, Ampla alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Ampla logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual la se presentó un recurso de Agravo de Petição, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Ampla en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Con fecha 10 de septiembre de 2014 se resolvió por el tribunal rechazar los recursos (agravo de instrumento) presentados por ambas partes, las cuales interpusieron Embargos de Aclaración en contra de esta decisión. En junio 2015 Ampla ha presentado sus descargos (contra razones) para que se rechace por el tribunal el Recurso Extraordinario interpuesto por el Sindicato. El 16 de diciembre de 2015 el Recurso Extraordinario ha sido enviado al Supremo Tribunal Federal para juzgamiento. La cuantía de este proceso se estima en aprox. R\$ 63.678.286 (aprox. M\$ 11.581.042).

4.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a Ampla, la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra relacionado a otros cinco procesos, cuyos fundamentos también son las interrupciones de suministro de energía, en el período que va entre los años 1987 a 1994, 1994 a 1999 y algunos días del año 2002. El juez ordenó la realización de una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla, por lo que fue impugnada solicitándose la práctica de un nuevo peritaje. En septiembre de 2013 el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Ampla interpuso embargos de declaración y posteriormente Agravo de Instrumento, todos los cuales fueron rechazados. En contra de esto último, Ampla interpuso recurso especial en agravo de instrumento ante el Superior Tribunal de Justicia, el que se encuentra pendiente de resolución. En septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia en uno de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de 200.000 reales (aprox. M\$ 36.373) por daños morales, además del pago de daños materiales causados debido a las fallas en la prestación del servicio, los cuales deberán ser evaluados por un perito en la etapa de ejecución de la sentencia. En contra de esta sentencia, Ampla presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014 Ampla interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolverse. Con fecha 1 de junio 2015 se dictó sentencia en otro de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de R\$ 80.000 (aprox. M\$ 14.534) por los daños morales sufridos y, además, al pago de una indemnización por los daños materiales en razón de las fallas del servicio de Ampla por R\$ 95.465.103 (aprox. M\$ 17.362.047) (más actualización monetaria e intereses). Ampla presentó en contra de este fallo Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados por el juez. Ampla presentó recurso de apelación. En los procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R\$ 374.014.593 (aprox. M\$ 68.021.285).

5.- En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la *vacatio legis* (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Ampla. En octubre de 2008 Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución que los cambios legislativos entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en un 30%, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 44 mm €). Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Ampla presentó su defensa en julio de 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Se espera la decisión de primera instancia judicial. La cuantía asciende a R\$149 millones (aprox. M\$ 27.098.332).

6.- Tras ganar, en definitiva, en 2010, el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar, mediante una acción rescisoria, una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor

de Ampla, que la amparaba para no pagar COFINS (hasta el año 2001, en que se modificó la Constitución para gravar expresamente las operaciones con energía eléctrica con ese tributo), Ampla ha retomado una acción iniciada en 1996. Esta acción había quedado suspendida mientras se tramitaba el litigio descrito en primer lugar, solicitando la restitución de COFINS que había pagado desde abril de 1992 a junio de 1996, basada en que la sentencia firme a su favor sobre la inmunidad es aplicable a ejercicios anteriores y que, por tanto, tenía el derecho a la devolución de lo que había pagado indebidamente. En junio de 2013, hubo decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla, declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los periodos solicitados. La decisión no es definitiva y aún debe ser confirmada en instancia superior. La hacienda pública presentó recurso en contra de dicha decisión, pero sólo por temas de forma, ante el tribunal de Rio de Janeiro. En octubre 2014, el Tribunal de Rio determinó un nuevo juzgamiento en la primera instancia judicial por entender que, en el fallo anterior, la hacienda pública no había tenido oportunidad de manifestarse. En mayo 2015, la autoridad tributaria presentó su alegato final y en julio 2015 una nueva decisión favorable de primera instancia declaró el derecho de Ampla a la restitución de COFINS pagados desde 1992 hasta 1996. En agosto 2015, las autoridades tributarias apelaron ante el Tribunal de Río de Janeiro. Importe solicitado por Ampla a devolver R\$ 167 millones (aprox. M\$ 30.371.956).

7.- En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración (“Embargo de Declaración”) presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permite seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en el 30% de anterior, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 331 mm €). En abril 2014, Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Es importante señalar que la resolución negativa final de la Cámara Superior implica la posible apertura del proceso penal contra determinados empleados y administradores de AMPLA (ya que el Consejo confirmó la supuesta existencia de simulación). Se espera la decisión de primera instancia judicial. La cuantía asciende a R\$1.128 millones (aprox. M\$ 205.147.104).

8.- Coelce factura al consumidor de “baja renta” (bajos ingresos) con un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de “baja renta”. El Estado compensa a Coelce ese descuento a título de subsidio

estatal. El ICMS (equivalente al IVA chileno) es trasladado (repercutido) por Coelce sobre el importe de la tarifa normal (sin el descuento). Por otro lado, el Estado de Ceará establece que el ICMS no aplica a facturaciones de entre 0 y 140 kwh. Por otra parte, Coelce, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del total ICMS soportado en las compras de energía, debe aplicar la regla de "prorrata". La regla señala que es deducible el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS). Coelce considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado es el resultante de aplicar el precio de venta final de la energía (precio una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio). La posición de la Administración implica un menor porcentaje de deducción de ICMS. La Hacienda entiende que en el cálculo de "Prorrata de ICMS" debería ser considerado el valor normal de la tarifa en los casos de venta de energía a "baja renta", en lugar de la tarifa reducida que es utilizada por Coelce. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Coelce sostiene que su cálculo está correcto, pues debe ser utilizado en el cálculo de "Prorrata de ICMS" el valor reducido de la tarifa pues ese es el real valor de la operación de venta de energía (la base del ICMS es el valor de la operación de salida de la mercancía). Respecto de Litigio año 2005 y 2006: Tras la decisión desfavorable en el proceso administrativo, Coelce aguarda la presentación de la ejecución judicial por el Estado. Sin embargo, Coelce ya ha presentado la garantía bancaria para asegurar su derecho de certificación de regularidad fiscal. Respecto de los Litigios de años 2007, 2008 y 2009: Coelce presentó defensa administrativa y está pendiente su decisión. Respecto del año 2010: El acta fue recibida en enero 2015 y Coelce presentó su defensa en primera instancia administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa de los procesos judiciales y administrativos. La cuantía de estas reclamaciones asciende a R\$123 millones (aprox. M\$ 22.369.764).

9.- En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro, a través de un decreto, estableció que el ICMS (equivalente al IVA chileno) debería ser liquidado e ingresado los días 10, 20 y 30 del mismo mes en que se produce el devengo del Impuesto. Ampla no adoptó este sistema entre septiembre 2002 y febrero 2005 por problemas de caja, y continuó ingresando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (ingreso durante los cinco días posteriores al mes en que se devenga). Además, Ampla interpuso una acción judicial para discutir la constitucionalidad de la exigencia del ingreso anticipado. Ampla no logró éxito en esa acción en ninguna de las fases del proceso, sin perjuicio de encontrarse pendiente de decisión en un recurso ante el STF (Tribunal de Brasilia que juzga temas constitucionales). Desde marzo de 2005 Ampla viene liquidando conforme a la nueva normativa. La Administración notificó en septiembre de 2005, un acta liquidando la multa e intereses derivadas del ingreso fuera del plazo legal fijado en el mencionado Decreto del año 2002. Ampla impugnó el acta ante Tribunales Administrativos, sobre la base de las Leyes de Amnistía fiscal del Estado de Río de Janeiro publicadas en 2004 y 2005 (que condonaban intereses y sanciones si el contribuyente ingresaba los impuestos pendientes). Ampla alega que, de no resultar aplicables las citadas amnistías fiscales a Ampla, la ley trataría peor a los contribuyentes que se han retrasado sólo unos días en el pago de los impuestos (caso de Ampla) respecto a aquéllos que, con posterioridad, se acogieron formalmente a las distintas amnistías fiscales regularizando su situación tributaria a través del ingreso de los impuestos no pagados en el pasado.

El Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes, última instancia administrativa) dictó el fallo el 9 de mayo de 2012 en contra de Ampla. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampla solicitó a la Hacienda Pública Estadual la revisión de la decisión a través de un procedimiento especial de revisión sobre la base del principio de equidad, ante el Gobernador del Estado de Río de Janeiro. El recurso no ha sido aún resuelto, por lo que la deuda tributaria debería estar suspendida. Sin embargo, el Estado de Rio de Janeiro ha inscrito la deuda en el registro público como si fuera exigible, lo que ha obligado a aportar el 12 de noviembre de 2012 una garantía de 101 mm € (293 mm reales) con objeto de suspenderla y seguir percibiendo fondos públicos. El 4 de junio de 2013, en decisión de segunda instancia se aceptó recurso presentado por la

Hacienda Pública del Estado de Río de Janeiro en contra de la garantía presentada por Ampla. En septiembre de 2013, Ampla presentó carta de fianza para sustituir el seguro de garantía rechazado por el tribunal. Sin embargo, Ampla reiteró al abogado del Estado la solicitud de revisión que sigue pendiente de manifestación. A pesar de lo anterior, la Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla presentó su defensa. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. En junio 2015, la Suprema Corte de Brasilia falló a favor de Ampla una acción deducida por ésta última en el año 2002 en contra de la constitucionalidad de las leyes dictadas. Esta decisión implicará la suspensión de los procedimientos de cobro de multas e intereses, ya que el impuesto se encuentra pagado. El Estado de Río de Janeiro podría eventualmente apelar, pero sus posibilidades de ganar son muy restringidas ya que este fallo fue emitido por el pleno. Además, esta sentencia significará la eliminación de la garantía. La decisión fue publicada con fecha 02.10.2015 y la Hacienda tiene 10 días para presentar recursos. Transcurrido ese plazo la resolución se hará definitiva, en dicha oportunidad se presentará la resolución ante el órgano (proceso) administrativo recaudatorio. La Hacienda no presentó recursos y con fecha 25 de octubre de 2015, Ampla presentó la resolución emitida por la Suprema Corte de Brasilia favorable a la empresa, ante el órgano administrativo recaudatorio. La cuantía asciende a R\$ 285 millones (aprox. M\$ 51.832.380).

10.- En el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (BID), Companhia Energética do Ceará S.A. (COELCE), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales habían sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de COELCE de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a COELCE de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de COELCE, no quedó en ellos establecida una clara identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiendo estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995 COELCE pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, COELCE, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998 COELCE fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enersis Américas, y siguió pagando el arriendo de las redes a las cooperativas del modo que se venía haciendo hasta antes de su privatización, esto es, sin actualizar los valores de los arriendos. Consecuencia de lo anterior, algunas de estas cooperativas han interpuesto acciones judiciales en contra de Companhia Energética do Ceará S.A., entre las cuales destacar las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acaraú Ltda (Coperva) y las interpuestas por Coperca y Coerce. La defensa de Coelce se basa fundamentalmente en que no es procedente la actualización de las rentas, ya que los activos carecerían de valor al tener una vida útil muy prolongada, atendida la depreciación de los mismos; o, alternativamente, en el caso que los activos tuviesen algún valor, en que éste sería muy bajo, dado que Coelce es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total de estos juicios con Coperva corresponde a aprox. R\$179.581.359 (aprox. M\$ 32.660.102.) En una de las acciones presentadas por Coperva, acción de revisión, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Coelce, aduciendo inconsistencias técnicas y solicitando la realización de una nueva pericia, lo cual fue rechazado por el juez. En febrero de 2013 el juez decretó "la ejecución anticipada de condena", definiendo preliminarmente el valor del alquiler mensual de las supuestas instalaciones de Coperva, así como el pago inmediato de la diferencia entre ese valor y el valor actualmente pagado. Al respecto, se ha presentado un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Coelce, paralizando la decisión de ejecución anticipada. Con fecha 7 de abril de 2014 se pronunció sentencia de primera instancia, la cual juzgó improcedentes los pedidos de Coperva. Coperva interpuso recurso de Apelación y Coelce presentó contra razones.

Se dictó fallo rechazándose la Apelación presentada por Coperva, que opuso Embargos de Aclaración, acerca de los cuales el tribunal no ha se manifestado a la fecha. Por otra parte, en el caso de Coperca, se inició una Acción de Revisión en 2007 por la cual se pretende reajustar el valor del arriendo de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que éste se calcule en un 1% del valor del bien alquilado, estimado por Coperca en R\$ 15,6 millones (aprox. M\$ 2.837.140). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de R\$94.359.638 (aprox. M\$ 17.160.998). En el caso de Coerce, la Acción de Revisión se inició en 2006, y mediante ella se pretende reajustar el valor del alquiler de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que se calcule en la base del 2% del valor del bien arrendado. La cuantía de este proceso es de R\$ 108.628.889 (aprox. M\$19.756.118) Este proceso, al igual que COPERCA, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

11.-En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN basado en el supuesto incumplimiento del "Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina" entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul – actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$117.666.976 (aprox. M\$ 21.399.857) y demás penalidades por la indisponibilidad de "potencia firme y energía asociada", las que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. CIEN solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. Posteriormente, CIEN presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue aceptado por el tribunal habiéndose suspendido la tramitación del presente juicio hasta que el tribunal emita su fallo en la demanda anterior de Cien contra Tractebel. El tribunal dictó una resolución extendiendo esta suspensión hasta el 9 de julio de 2015. El juicio no ha tenido movimiento alguno.

12.-En el año 2010 fue notificada a CIEN una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700 MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, el cual fuera suscrito en 1998 con una vigencia de 20 años a partir de junio de 2000. En su demanda, Furnas solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (aprox. M\$ 94.716.974), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades por la indisponibilidad de "potencia firme y energía asociada", y otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. Se dictó sentencia de primera instancia, en la cual se declara improcedente la demanda de Furnas, por cuanto no quedó acreditada la responsabilidad de Cien por incumplimiento de sus obligaciones contractuales, habiéndose aceptado por el tribunal la existencia de fuerza mayor en razón de la crisis energética en Argentina. La demandante presentó recurso de apelación en contra de esta sentencia. Con fecha 10 de julio CIEN presentó al tribunal sus descargos (contra razones) para el rechazo de este recurso presentado por Furnas. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

13.- En febrero de 2004, dos impuestos brasileños, COFINS y PIS, se modificaron de un régimen acumulativo (imposición en 3.65% sin deducción de créditos) a un régimen no acumulativo (9,25% con créditos). De acuerdo con la Ley, los bienes a largo plazo y los contratos de suministro de servicios ejecutados antes de 31/10/2003 bajo "precio predeterminado", podrían permanecer en el régimen acumulativo. Endesa Fortaleza había firmado contratos de compra de energía que cumplieron con los requisitos, por lo que los ingresos de los contratos inicialmente se tributan bajo el régimen acumulativo, que es más beneficioso. En noviembre de 2004, se publicó un acto administrativo que define el concepto de "precio predeterminado". Según ella, los contratos de CGTF (Endesa Fortaleza) deben estar sujetos al régimen no acumulativo. En noviembre de 2005, una nueva Ley aclara el concepto de "precio predeterminado". Con base en la Ley de 2005, el régimen que debe aplicarse a los contratos era el acumulado (más beneficioso). Además, la ANEEL emitió un (Ley Administrativa) Nota técnica indica que los contratos celebrados en virtud de sus normas y con su aprobación cumplen con el requisito de Derecho. El PIS y COFINS pagado en exceso bajo el régimen no acumulativo por CGTF y CIEN, entre noviembre de 2004 noviembre de 2005, generan créditos fiscales, que fueron utilizados para pagar otros impuestos debidos. Sin embargo, las autoridades fiscales en el 2009 rechazaron los procedimientos de compensación. Adicionalmente, en febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los periodos diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo) Endesa Fortaleza impugnó el acta y ésta fue juzgada procedente sólo respecto de octubre 2004. Endesa Fortaleza presentó recurso ante la segunda instancia administrativa y ésta falló manteniendo la decisión de primera instancia. Endesa Fortaleza presentó recurso a la Cámara Superior de Recursos Fiscales que aguarda juzgamiento. Además, la segunda instancia administrativa falló a favor de Endesa Fortaleza 20 procedimientos de compensación que se refieren al mes de diciembre de 2005 y la autoridad tributaria apeló al Consejo Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a R\$ 75 millones aprox. (aprox. M\$ 13.640.100).

14.- Acta levantada por la administración tributaria por supuesta mal contabilización de la amortización total de la plusvalía. La administración Tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Endesa Brasil, ahora denominada Enel Brasil, en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido contra cuentas de resultado. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y en realidad se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una supuesta distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. La compañía señala que todos los procedimientos adoptados por Endesa Brasil (Enel Brasil) fueron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (BR GAAP), los cuales fueron confirmados por el auditor externo y por un despacho de abogados a través de una opinión legal (Souza Leão Advogados). En diciembre 2014, la compañía ha presentado defensa en la primera instancia administrativa. Se está a la espera de la decisión de primera instancia administrativa. La cuantía asciende a R\$ 233 millones (aprox. M\$ 42.375.244).

15.- En el año 2001 se presentó en contra de la filial de generación EMGESA S.A. ESP., así como en contra de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. (EEB) y de la Corporación Autónoma Regional, una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento colombiano de Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace EMGESA de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, EMGESA se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de aprox. COL\$3.000.000.000 en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a M\$

675.000.000. EMGESA, por su parte, solicitó la vinculación de numerosas entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, solicitud respecto de la cual la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió tener como demandados propiamente a diversas de estas personas jurídicas. En enero de 2013 se presentaron contestaciones a la demanda y en junio de 2013 se resolvió negar por improcedente la solicitud de nulidad de lo actuado en el proceso, propuesta por varias de las demandadas. Actualmente en el proceso se encuentra pendiente la resolución de excepciones previas y la citación a la audiencia de conciliación. En junio de 2015 se dictó una resolución que ordenó la desvinculación de la EEB por efectos de un vicio nulidad así como la exclusión de aquellas entidades que habían sido vinculadas por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca como demandados por ser contaminantes de las aguas del río Bogotá, lo que había sido confirmado por el Consejo de Estado. Contra esta decisión se interpuso recurso de reposición y, en subsidio, apelación. Pendiente la resolución de estos recursos.

16.- La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), en Colombia, mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa S.A. E.S.P, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña, de cuya efectividad, entre otras, depende el mantenimiento de la concesión de aguas a favor de EMGESA. Emgesa S.A. E.S.P. ha interpuesto una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, de modo de que ellas sean anuladas. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, la EEB y Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, los que en la actualidad se encuentran pendientes de resolverse. Existe además una acción paralela, de Nulidad y Restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, pretendiendo la nulidad del artículo 2º. de la Resolución 1318 de 2007 y el art. 2º. de la Resolución 2000 de 2009, por medio de los cuales se impuso a Emgesa S.A. ESP la implementación de un Plan de Contingencia y la realización de un estudio de "Calidad del Aire" ante la eventual suspensión del bombeo de aguas del embalse, pretendiendo que los mencionados actos administrativos sean anuladas por la imposibilidad técnica de adelantar el estudio de "Calidad del aire" y la implementación del "Plan de contingencia". En esta acción paralela se presentó dictamen pericial de contador favorable para la empresa del cual se solicitó aclaración por parte de Emgesa. Pendiente la aclaración al dictamen anterior y un segundo dictamen para valorar las obras adelantadas por la empresa. Cuantía indeterminada.

17.- Se ha interpuesto una Acción de Grupo por habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. EMGESA rechaza estas pretensiones fundado en que el censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; los demandantes son no residentes; y, para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del Proyecto El Quimbo; y que la compensación no debe ir más allá del "primer eslabón" de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada. Cabe señalar que se presentó una demanda paralela por 38 habitantes del municipio de Garzón por la cual solicitan compensaciones por verse afectados por el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo al no haberseles incluido en el censo socio-económico realizado. En cuanto al estado procesal, el juicio se encuentra actualmente en etapa probatoria. En la demanda paralela, se interpuso excepción previa de pleito pendiente, en atención a la existencia de la demanda principal. Pendiente se decida sobre la excepción propuesta. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a 93 mil millones de pesos colombianos (aprox. M\$ 20.925.000).

18.- En febrero de 2015 Emgesa fue notificada de una Acción Popular interpuesta por Comepez S.A. y otras sociedades de piscicultores, con fundamento en la protección de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, de manera de prevenir, a juicio de los demandantes, el peligro de una mortandad masiva de peces, entre otros perjuicios, con motivo del llenado del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, ubicado igualmente en la cuenca del río Magdalena. En cuanto al estado procesal, el tribunal administrativo del Huila decretó, en febrero de este año, una medida cautelar que impide el llenado del embalse de El Quimbo hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río, entre otras obligaciones. Emgesa por su parte presentó recurso de reposición en contra de esta decisión solicitando la fijación de una caución y el levantamiento de esta medida, el cual fue desestimado por el tribunal, pero se concedió recurso de apelación, en el solo efecto devolutivo, interpuesto por Emgesa. La medida cautelar fue modificada, lo que ha permitido a Emgesa iniciar el llenado del embalse. Sin embargo, la CAM, autoridad ambiental regional, emitió con fecha 3 de julio de 2015 la resolución 1503, que ordena suspender temporalmente el llenado del embalse de Quimbo. Se están analizando por Emgesa las acciones legales a adoptar, no obstante el procedimiento de llenado sigue su curso con normalidad y conforme a lo previsto. Actualmente se encuentra pendiente la contestación de la demanda. El Gobierno, a través del Decreto Legislativo 1979 ha solicitado el levantamiento de la suspensión de generación e informado que Emgesa no puede sustraerse al cumplimiento de dicho Decreto. El día 15 de diciembre de 2015 se dio a conocer la decisión adoptada por la Corte Constitucional que declaró la inexecutable del referido Decreto Legislativo 1979 de 2015, por lo que EMGESA suspende generación de energía Quimbo a las 24:00 horas del día 15 de diciembre de 2015. EMGESA presentó las defensas correspondientes.

El día 24 de diciembre de 2015 el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) presentaron acción de tutela ante los Juzgados Penales del Circuito de Neiva como mecanismo transitorio para evitar un perjuicio irremediable, y mientras el Tribunal Administrativo del Huila decida sobre el levantamiento de la medida cautelar, solicitaron que se permita la generación del Quimbo. Así mismo solicitaron que hasta que se falle la tutela se autorice como medida provisional dicha generación. Después de una intensa tramitación judicial, el día 8 de enero de 2016 EMGESA fue notificada del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó a EMGESA de manera inmediata la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decida de fondo sobre el levantamiento o no de la medida cautelar decretada. La cuantía de este proceso es indeterminada.

19.- En Colombia, al crearse la filial de distribución eléctrica CODENSA, en el año 1997, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) aportó a la nueva sociedad toda la infraestructura de alumbrado público y demás activos de comercialización y distribución a cambio del 51,5% de las acciones de Codensa. Sin embargo, no había absoluta claridad sobre el inventario de luminarias en la ciudad y eso generó posteriormente diferencias en cuanto a la facturación y liquidación del valor de la energía que CODENSA suministraba al municipio. En el año 2005 se pudo contar con un inventario georeferenciado de las luminarias, el cual arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que CODENSA efectivamente consideró en su facturación y liquidación al Distrito de Bogotá (el Distrito). Para solucionar el conflicto, las partes llevaron a cabo mesas de trabajo para llegar a un acuerdo. No obstante lo anterior, en el año 2009 un ciudadano particular presentó una acción popular en la cual se solicita al tribunal: (i) se declaren vulnerados los derechos a la moralidad administrativa y al patrimonio público; (ii) se ordene a CODENSA efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004; y, (iii) se le reconozca al demandante el incentivo por moralidad administrativa (15% de lo que recupere el Distrito). La sentencia de primera instancia, confirmada por el fallo de segunda instancia, ordenó a la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) y a CODENSA para que en término de dos meses contados a partir de la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados, más

intereses. En el evento que no pudiere llegarse a un acuerdo, entonces la misma UAESP deberá realizar dentro de un nuevo término de dos meses la liquidación unilateral para ponerla a consideración de CODENSA, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y, en caso de no pago, deberá proceder a ejecutar la sentencia. El 6 de septiembre de 2013 la Contraloría envió una comunicación a CODENSA anunciando futuras acciones de control en contra de la empresa y de UAESP por un presunto detrimento patrimonial del Distrito por valor de 95.142.786.544 pesos colombianos (aprox. M\$ 21.407.126.), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público entre 1998 y 2004. El 20 de septiembre de 2013, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, la cual fue instalada llevándose a cabo diversas reuniones. Con base a los documentos allegados por Codensa y las aclaraciones expuestas, la Contraloría General emitió un nuevo informe, modificando el anterior, en el cual respalda la cifra obtenida de común acuerdo por la UAESP y Codensa por \$ 14.432.754.679 (actualizados a mayor de 2014), (aprox. M\$ 3.247.369). Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviara este acuerdo al Juzgado con el fin de finiquitar la controversia con Codensa, lo cual sucedió el 13 de Diciembre de 2013. Posteriormente la Contraloría, pero esta vez de Bogotá, redactó un informe cuestionando el acuerdo celebrado por la UAESP; informe que dicha entidad presentó al Juzgado. El 17 de Septiembre de 2014, se le pidió al Juzgado que se corriera traslado del mencionado informe y se está a la espera de que el Juzgado Décimo Administrativo del Circuito de Bogotá se pronuncie, o bien corriendo el traslado solicitado o bien de fondo sobre el acuerdo suscrito entre CODENSA y la UAESP.

20.- En Colombia se presentó una Acción de Grupo en contra de CODENSA por la cual los demandantes pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. En cuanto al estado procesal, CODENSA procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. Se encuentra pendiente se dicte el auto de pruebas. La cuantía estimada es de aprox. 337.626.840.000 pesos colombianos (aprox. M\$ 75.966.039).

21.- Para contrarrestar el impacto del posible fenómeno climático del Niño que influye en la tarifa, la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, estableció la Opción Tarifaria, a través de la Resolución CREG 168 del 2008, la cual permite diferir el incremento en la tarifa de energía eléctrica hasta por dos años, en lugar de hacerlo inmediatamente, suavizando el impacto del alza en los usuarios finales. Codensa terminó voluntariamente la Opción Tarifaria que venía aplicando y en virtud de ello debe proceder a hacer un balance entre los valores reales de la tarifa y los valores facturados resultantes de la Opción Tarifaria, sobre la base de los saldos y el histórico de los valores trasladados a la tarifa de los usuarios finales, en cumplimiento de la Resolución CREG 168 de 2008. El resultante de la comparación de tarifas debe ser reintegrado a los usuarios finales pues los valores de la Opción Tarifaria, como saldos acumulados, siempre están por encima de los valores que debieron haberse facturado si no se hubiere optado por tal alternativa. En cuanto a su estado procesal, se notifica la demanda el 1 de octubre de 2015 y fue contestada el 23 de noviembre de 2015. Se encuentra pendiente la fijación de fecha para audiencia de conciliación. la regulación nacional no establece el mecanismo para devolver a los usuarios los importes de dinero derivados de la opción tarifaria, sin embargo la empresa previamente decidió devolver estas sumas. Existe diferencia entre los importes que tiene previsto devolver la empresa a los usuarios y la cuantía que estima el actor. Se contesta la demanda el 23 de noviembre de 2015. Se encuentra pendiente la fijación de fecha para audiencia de conciliación. Cuantía \$ 163.000.000.000. (aprox. M\$ 36.675.000)

22.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT (Superintendencia Nacional de Administración Tributaria) cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la

depreciación que corresponde a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación con motivo de su revaluación voluntaria en el ejercicio 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la autoridad tributaria es que Edegel no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron ni que dicho financiamiento fuera efectivamente incurrido. La posición de la compañía es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió.

Respecto del período 1999: el 2 de febrero de 2012, el TF (Tribunal Fiscal) resolvió el litigio del año 1999, a favor de la compañía por dos centrales y en contra respecto de cuatro, en base al argumento que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. El TF ordenó a la SUNAT recalcular la deuda según el criterio expuesto. Edegel pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012 por el equivalente a 11 mm €, la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en los siguientes procesos iniciados por Edegel:

- i) Demanda ante el Poder Judicial contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012 (correspondería devolución total).
- ii) Apelación parcial contra la resolución de cumplimiento de SUNAT, en base a que el recálculo es incorrecto, interpuesta en julio 2012 (correspondería devolución parcial).

Respecto a la Demanda: en agosto 2013, Edegel fue notificada con la resolución de saneamiento procesal, por la cual el PJ resolvió declararla improcedente por imposibilidad jurídica algunas de las pretensiones de la demanda. Dado que dicha Resolución vulnera nuestro derecho a la debida motivación y, además es extemporánea, Edegel presentó recurso de nulidad contra la misma. En mayo 2015, Edegel fue notificada con la resolución de la Corte de Apelaciones por medio de la cual: (i) se declaró nula la resolución del PJ que rechazaba las peticiones de la demanda de la empresa (ii) las reclamaciones rechazadas se declaran admitidas y (iii) se ordenó al Poder Judicial volver a la etapa de determinación de los puntos de la controversia. En junio de 2015, Edegel fue notificada la resolución del Poder Judicial, que declaró admitidas las reclamaciones rechazadas y lo remitió a la Fiscalía para la emisión de un nuevo pronunciamiento (en Perú cuando el Estado está involucrado como parte en un proceso judicial siempre debe intervenir un fiscal designado por el Ministerio Público, para que esté enterado y emita opinión respecto de la controversia. Dicha opinión no es vinculante para el juez o la sala que debe resolver la causa).

Respecto del período 2000 y 2001: Edegel pagó el equivalente a 5 mm € y provisionó el equivalente a 1 mm €.

En noviembre de 2015, Edegel fue notificada de la Resolución N ° 15281-8-2014, donde el TF resolvió la mencionada apelación por la que se declaró nula la Resolución, donde SUNAT objetó la deducción de las pérdidas relacionadas con los instrumentos derivados financieros. Luego, (tipo de cambio); confirma la reparos relacionados con la no deducibilidad de la depreciación relacionada con los servicios de asistencia técnica no acreditados y prestados por Generandes y los intereses financieros generados por los préstamos para la compra de acciones propias; y, finalmente, revocó otros asuntos. Cabe señalar, que si bien la resolución del TF revocó la reparos relacionados con el exceso de la depreciación de la revaluación de activos; sin embargo, establece que la SUNAT deberá aplicar lo que se resuelva en la apelación presentada por la compañía para el período 1999, sobre Impuesto a la Renta (Exp. N ° 10099 a 2012,) cuya resolución está pendiente.

En diciembre de 2015, está pendiente que el TF remita el expediente a la SUNAT para que ésta última recalculé la deuda de acuerdo al criterio establecido

Las próximas actuaciones: Respecto de 1999: A la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada por Edegel. Se espera nuevo pronunciamiento de la Fiscalía. Respecto de 2000 y 2001: Se rindió Informe oral al TF y se presentó los alegatos de cierre. En relación al Informe Oral, Edegel presentó nueva evidencia encontrada con el fin de reducir la "parte que se perdería" de 6 mm € a 1,3 mm €. El TF puede señalar que la evidencia es inadmisibles por extemporánea. En diciembre 2014, el TF emitió resolución sobre la apelación de Edegel. Se espera que el TF remita el expediente a la SUNAT para que haga el recalcule de la deuda según el criterio establecido. La Cuantía total S./ 63.944.287 (aprox. M\$ 13.305.207) , que se desglosa en Cuantía Activa S/ 59.819.819 (Aprox. M\$ 12.447.008) y Cuantía Pasiva: S/ 4.124.468 (aprox. M\$ 858.198).

b) Operaciones Discontinuadas

1.- En el año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de Endesa Chile, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de Endesa Chile un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, ello, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberaños del lago Pihueico así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundadas en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: el primero caratulado "Arrieta con Fisco y Otros" del 9° Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado "Jordán con Fisco y otros", del 10° Juzgado Civil rol 1608-2005. En relación con estos juicios, se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa Chile, relacionados con el Proyecto Neltume. En cuanto al estado procesal, con fecha 25 de septiembre de 2014 el Tribunal dictó sentencia desfavorable a la compañía, que en lo medular declara ilegal el derecho de aprovechamiento constituido por Resolución DGA N° 134 y ordena su cancelación en el Registro de Propiedad de Aguas del Conservador de Bienes Raíces correspondiente. En su contra, Endesa presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los cuales a la fecha aun se encuentran pendientes de vista.

2.- Con fecha 24 de mayo de 2011, Endesa Chile fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberaños del lago Pihueico, en contra de la Resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pihueico a 900 metros aguas abajo en el río Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la resolución DGA 732, que aprobó el traslado de la captación; que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; y que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa Chile al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para pedir la especie y monto de los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el periodo de discusión y dictado el auto de prueba, el que una vez notificado, fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa Chile, los que fueron rechazados. El procedimiento se suspendió de común acuerdo hasta el día 9 de marzo de 2013, reiniciándose acto seguido el procedimiento. Con fecha 20 de agosto de 2013 se realizó la audiencia de

conciliación que estaba pendiente, sin que esta se haya logrado. Terminado el periodo ordinario, extraordinario y especial de prueba con fecha 22 de enero de 2015 se citó a las partes a oír sentencia y con fecha 23 de abril de 2015 se dictó sentencia que acoge la demanda, declarando nulo de derecho público la Resolución DGA N° 732. En su contra, Endesa presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, recursos que a la fecha se encuentran pendientes de resolución.

3.- En agosto de 2013 la Superintendencia chilena de Medio Ambiente formuló cargos en contra de Endesa Chile, alegando una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 y sus resoluciones complementarias y aclaratorias, que califican ambientalmente el "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina". Las alegadas infracciones dicen relación con el canal de descarga del sistema de refrigeración, el inoperativo el Desulfurizador de Bocamina I, la no remisión de información, superar el límite CO para Bocamina I impuesto para Bocamina II durante el mes de enero 2013, fallas en el cierre acústico perimetral de Bocamina I, emisión de ruidos y no contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central. Endesa Chile presentó un programa de cumplimiento, el cual no fue aprobado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la Superintendencia de Medio Ambiente reformuló los cargos cursados agregando dos nuevas infracciones a los cargos ya formulados. Endesa Chile ha presentado su defensa, en diciembre de 2013, en la cual reconoce parcialmente algunas de estas infracciones (con el objeto de acogerse al beneficio de reducción de un 25% de la multa, en caso de reconocimiento) oponiéndose al resto. Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8640,4 UTA. En su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que con fecha 27 de marzo de 2015 dictó sentencia que anula parcialmente la sanción impuesta por la Superintendencia de Medio Ambiente, ordenándole considerar las agravantes acreditadas en relación al cálculo de la multa impuesta. En contra de dicha resolución, la compañía dedujo recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, recurso que fue rechazado, confirmándose la sanción impuesta. A la fecha, dicho monto ya se encuentra pagado.

4.- Con fecha 12 de mayo de 2014, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., (Celta), presentó formalmente su demanda arbitral en contra de la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, cuyo objeto es que el Tribunal Arbitral declare que a través de los contratos celebrados en 1995 y 2001, las partes han establecido una relación contractual de largo plazo, caracterizadas por el equilibrio económico que debe existir en sus prestaciones reciprocas y que, como consecuencia de lo anterior, los mayores costos que corresponde a la inversión que se debe realizar para dar cumplimiento a la norma de emisión contenida en el DS (MMA) N° 13, de 2011, deben ser compartidos por las partes, por lo cual la demandada debería comenzar a pagar hasta el vencimiento del contrato, un cargo fijo mensual que sume al 31 de marzo de 2020, la cantidad de US\$ 72.275.000, equivalentes a aprox. M\$ 51.326.814.- por concepto de la parte proporcional de las inversiones que ella debe asumir como consecuencia del referido DS.

En cuanto al estado procesal, la demanda fue notificada con fecha 3 de julio de 2014. Con fecha 8 de agosto de 2014 Collahuasi contestó la demanda de Celta, e interpuso demanda reconvenicional en su contra. En ella, Collahuasi solicita al Tribunal declarar que Celta ha infringido la prohibición de invocar como precedente lo acordado en las modificaciones a los contratos de suministro de 2009, reservándose el derecho de discutir y probar el monto de los perjuicios. Con fecha 26 de agosto de 2014 Celta presenta su réplica en la demanda principal y contesta la demanda reconvenicional. Con fecha 11 de septiembre de 2014 Collahuasi presenta su réplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvenicional. Con fecha 1 de octubre de 2014, Celta presentó su réplica a la demanda reconvenicional. Adicionalmente el Juez Árbitro formuló un cuestionario con preguntas a cada parte por separado y también con preguntas comunes.

Una vez que éstas fueron respondidas, el árbitro dio a las partes plazo hasta el 16 de enero de 2015 para objetar u observar las respuestas proporcionadas y los documentos acompañados de contrario. El Juez Árbitro ha entregado a las partes una base de acuerdo para estudio.

5.- Enersis Américas, Impuesto Adicional de los accionistas no domiciliados ni residentes en Chile. En septiembre de 2012, Enersis Américas S.A. fue notificada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) de una Liquidación y resolución relacionada con la retención de impuestos sobre dividendos pagados en los años comerciales 2008 y 2009 a los accionistas de Enersis Américas SA, no domiciliados ni residentes en Chile. A pesar de no existir diferencias de impuestos adeudadas, por lo mismo no se han aplicado Multas, el SII pretende que Enersis Américas corrija el procedimiento de cálculo utilizado para la declaración, pago y devolución del impuesto (crédito). Además, el SII notificó Liquidaciones y resoluciones por el mismo concepto por los períodos comerciales 2010 y 2011. (AT 2011 y AT 2012). La Posición de la Autoridad es que el procedimiento utilizado por la compañía para enterar las diferencias entre el crédito fiscal definitivo y el crédito fiscal provisional no es el correcto, porque Enersis Américas deberá restituir el importe total del crédito fiscal utilizado en el cálculo de la retención provisional y sólo los accionistas podrán solicitar la devolución de la cantidad pagada en exceso por la Sociedad chilena. La posición de Enersis Américas: es que la interpretación de la autoridad se basa en la redacción de un artículo de la ley que parece exigir la "restitución del crédito en exceso", pero no consideró que hay una Circular emitida por el mismo Servicio que señala el desarrollo de este proceso y al cual se ha ajustado de buena fe Enersis Américas. Además, si se utiliza la forma de cálculo con el criterio de la Autoridad, tanto en la cantidad que la compañía enteraría en nombre del accionista, así como el importe de la restitución que el accionista debe pedir al SII, son la misma cantidad. La diferencia es que las cantidades que se pagan al Fisco están incrementadas por IPC y los intereses de mora (1,5%). En cambio, las cantidades que devuelve el Fisco sólo se les aplica (IPC). Estado Procesal: Se presentó reconsideración administrativa la cual fue resuelta en forma negativa. Luego, se presentó reposición administrativa, que también fue resuelta negativamente para Enersis Américas. El 13 de marzo 2014, se interpuso reclamación tributaria ante el Tribunal Tributario y Aduanero (TTA) primera instancia judicial, para los años comerciales 2008 y 2009. El 18 de agosto 2014, se presentó Reclamo Tributario para el período 2010 (AT 2011) y por último, el 29 de agosto 2014, se presentó Reclamo Tributario para el período 2011 (AT 2012). Los tres reclamos tributarios por el AT 2009 - 2010, por el AT 2011 y por el AT 2012 se encuentran con contestación del SII y con fecha 10 de octubre se solicitó su acumulación por Enersis Américas, lo que fue concedido por el Tribunal con fecha 16 de octubre 2014. Con fecha 21 septiembre 2015, el TTA abrió término probatorio. Con fecha 15 de octubre, Enersis Américas presentó sus pruebas y el TTA las tuvo por presentadas. Con fecha 31 diciembre 2015, se dictó fallo desfavorable a Enersis Américas. La sentencia fue notificada por carta certificada despachada con fecha 4 enero 2016. Enersis Américas apeló para ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Cuantía M\$ 45.566.682.-

La Administración de Enersis Américas S.A. considera que las provisiones registradas en los Estados Financieros Consolidados cubren adecuadamente los riesgos por los litigios descritos en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

36.4 Restricciones financieras

Diversos contratos de deuda de la sociedad, como de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas y negativas que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enersis Américas y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena, que Endesa Chile suscribió en febrero de 2013 y Enersis Américas en abril de 2013, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir Enersis Américas o Endesa Chile, no haciendo referencia a sus filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Estas líneas se cerraron anticipadamente el 18 de enero de 2016, y desde su suscripción, no fueron desembolsadas. Se está negociando la contratación de nuevas líneas de crédito y se espera suscribirlas durante febrero 2016 bajo similares condiciones contractuales que las anteriores considerando la nueva estructura societaria. La línea de crédito internacional de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en julio 2014 y que expira en julio de 2019, tampoco hace referencia a ninguna de sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar por incumplimiento de otra deuda de Endesa Chile. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea de crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de periodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido en el contrato. A esta fecha, esta línea de crédito se encuentra no desembolsada.

En los bonos de Enersis Américas y Endesa Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission ("SEC") de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados "Yankee Bonds", el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de la misma sociedad, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlos los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enersis Américas ni de Endesa Chile. Los Yankee Bonds de Enersis Américas vencen en 2016 y 2026 mientras que los Yankee Bonds de Endesa Chile vencen en 2027, 2024, 2037 y 2097. Para el caso del Yankee Bond con vencimiento en 2024 (emitido en abril 2014), el umbral que da origen a cross default aumentó a US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas.

Los bonos de Enersis Américas y Endesa Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas, en el caso de Enersis Américas y los US\$ 50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas en el caso de Endesa Chile. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie.

2. Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene el Grupo Enersis limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

El bono local Serie B2 de Enersis Américas incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Total Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 628.570 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2015, el Patrimonio Total de Enersis Américas fue de \$ 8.189.808 millones.

- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2015, la Razón de Endeudamiento fue de 0,89.

- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres será la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivos en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas. Al 31 de diciembre de 2015, la relación mencionada fue de 1,88.

Cabe señalar, que la línea de crédito local, no desembolsada, incluye otros covenants como Razón de Endeudamiento y Capacidad de Pago de la Deuda (Ratio Deuda/EBITDA), mientras que los "Yankee Bonds" no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Enersis Américas era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a las líneas locales cerradas anticipadamente el 18 de enero de 2016.

Por su parte, los bonos de Endesa Chile emitidos en Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos:

Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2015, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,19.

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 761.661 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 31 de diciembre de 2015, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Endesa Chile fue de \$ 2.648.190 millones.

- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de diciembre de 2015, la relación mencionada fue de 8,21.

- Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis Américas, y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis Américas; y ii) la suma de Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis, y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis. Al 31 de diciembre de 2015, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 341,86 millones, indicando que Enersis Américas es un acreedor neto de Endesa Chile, no un deudor neto.

Serie M

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, y Otros pasivos financieros, no corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2015, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,19.

- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.

- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

Además, el resto de la deuda, así como las líneas de crédito no desembolsadas de Endesa Chile incluyen otros covenants como razón de apalancamiento y capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), mientras que los “Yankee Bonds” no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

En el caso de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a las líneas de crédito bajo ley chilena cerrada anticipadamente el 18 de enero de 2016.

En Perú, la deuda de Edelnor sólo tiene un covenant, Razón de Endeudamiento, presente en los bonos locales, cuyo último vencimiento es en enero de 2033. Por otro lado, la deuda de Edegel incluye los siguientes covenants: Razón de Endeudamiento y Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA). Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank, con vencimiento en marzo de 2017. Por su parte, la deuda de Piura incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda y Nivel de Endeudamiento. Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Piura era el Nivel de Endeudamiento correspondiente a contratos de leasing para la construcción de la central Reserva Fría con el Banco de Crédito del Perú, cuyos vencimientos es en junio de 2020.

En Brasil, la deuda de Coelce incluye el cumplimiento de los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Nivel de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Coelce era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 3era Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en octubre de 2018. Por su parte, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Razón de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero de Ampla Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al financiamiento con el Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”), cuyo último vencimiento es en junio de 2021. La deuda de Cien incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Endeudamiento por un crédito con el BNDES, con vencimiento en junio de 2020. Al 31 de diciembre de 2015, el covenant más restrictivo era la Razón de Endeudamiento.

En Argentina, Costanera tiene un solo covenant que es el de Deuda Máxima, correspondiente al crédito del Credit Suisse First Boston International con vencimiento en febrero de 2016. Por su parte, la deuda de El Chocón incluye covenants de Deuda Máxima, Patrimonio Neto Consolidado, Cobertura de Intereses, Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Endeudamiento. Al 31 de diciembre de 2015, el covenant más restrictivo era la Razón de Endeudamiento del préstamo sindicado que vence en septiembre de 2016.

En Colombia, la deuda de Emgesa tiene un solo covenant que es el de Deuda Neta/EBITDA, correspondiente al crédito del Bank of Tokyo con vencimiento en junio de 2017. Sin embargo, la obligación de cumplir con este covenant está sujeta a una rebaja de calificación crediticia de Emgesa que implique la pérdida de su calidad de Investment Grade, según las condiciones establecidas en el contrato. Al 31 de diciembre de 2015, el covenant no se encontraba activo. Por su parte la deuda de Codensa no está sujeta al cumplimiento de covenants financieros, situación que también aplica a la deuda del resto de compañías no mencionadas en esta Nota.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, ni Enersis América ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros, con la excepción de nuestra filial argentina de generación Hidroeléctrica El Chocón al cierre de diciembre de 2014.

Lo anterior no representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Enersis Américas.

Al 31 de diciembre de 2015, todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de distribución y generación en Chile se han clasificado como activos y pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios (Ver Nota 5.1).

36.5 Otras informaciones

Central Costanera S.A.

- El 17 de julio de 2015, y con aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2015, se publicó la Resolución S.E. N° 482/2015, la que, entre otros aspectos, actualizó la remuneración de los agentes generadores del MEM del tipo térmico convencional o hidráulico nacional (con excepción de los hidráulicos binacionales), reemplazando a tal efecto los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución S.E. N° 529/14, e incluyó un nuevo concepto remunerativo el Recurso para inversiones FONINVEMEM 2015-2018, el cual es de aplicación desde febrero de 2015 hasta diciembre de 2018, para aquellos generadores que participen de proyectos de inversión aprobados o a aprobarse por la Secretaría de Energía. En ese sentido, se reconoce a cada unidad de generación construida en el marco de las inversiones FONINVEMEM 2015-2018, por un plazo no mayor a 10 años a partir de su habilitación comercial, una Remuneración Directa FONINVEMEM 2015-2018 igual al 50% de la Remuneración Adicional Directa.

El 5 de junio de 2015, nuestras filiales generadoras de Argentina firmaron el "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2015-2018", en adelante, FONINVEMEM 2015-2018 y se adhiere a todos los términos establecidos en dicho acuerdo el 2 de julio 2015. La Adhesión comprende el compromiso irrevocable de participar en la conformación del FONINVEMEM 2015-2018, comprometiéndose las Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD) y/o las Acreencias devengadas o a devengarse durante todo el período comprendido entre febrero 2015 y diciembre 2018 inclusive no comprometidas previamente en programas similares junto con todas aquellas Acreencias, no utilizadas para destinarlas al proyecto. Tanto la Secretaría de Energía como los agentes generadores que adhieren al Acuerdo se reservan el derecho de dar por resuelto de pleno derecho este Acuerdo si en los 90 días indicados en punto 9 del Acuerdo, no se suscriben los acuerdos complementarios respectivos.

Mediante la adhesión de dicho Acuerdo, las sociedades generadoras participarán, en conjunto con otros Agentes Generadores, en la construcción de un Ciclo Combinado de alrededor de 800 MW +/- 15%, que generará tanto con gas natural como con gasoil y biodiesel. El nuevo ciclo combinado se licitará para ser habilitado en no más de 34 meses a partir de la adjudicación de la obra.

No obstante lo anterior, nuestra filial argentina Central Costanera aún está presentando déficit en su capital de trabajo, provocando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo que compromete a futuro la capacidad de seguir operando como empresa en funcionamiento y la recuperabilidad de los activos. Central

Costanera espera revertir la situación actual en la medida en que exista una resolución favorable de los pedidos realizados al Gobierno Nacional de Argentina.

- El 18 de marzo de 2015, la Subsecretaría de Energía Eléctrica emitió la Nota SS.EE. 476/2015, la cual establece el procedimiento para compatibilizar las remuneraciones de la Resolución SE N° 95/2013 y los Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor celebrados entre Central Costanera y CAMMESA, a partir de febrero de 2014. De acuerdo a lo estipulado en la misma, Central Costanera deberá renunciar a percibir transitoriamente la Remuneración Adicional Fideicomiso dispuesta en la Res. SE. N° 95/2013 sus modificatorias y complementarias, que no estuvieran ya comprometidas, y la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes establecidos en la Res. SE N° 529/2014 y sus modificatorias y complementarias.

El procedimiento implica la reversión de las deducciones emitidas y aplicadas a la Sociedad conforme lo instruido mediante las notas S.E. N° 7594/2013 y N° 8376/2013, a partir de la entrada en vigencia de esa norma. Desde de la transacción económica del mes de enero de 2015, los conceptos a los que renuncia la Sociedad deberán ser aplicados a la compensación de los fondos que CAMMESA transfiera a la Sociedad a partir de dicha fecha para la ejecución de las tareas previstas en los contratos. En el caso que lo acumulado por los conceptos no alcanzase a compensar la totalidad de los fondos transferidos por CAMMESA a la Sociedad deberán ser acumuladas en una cuenta especial denominada "Cuenta Contratos de Disponibilidad". A los efectos de la instrumentación de las condiciones establecidas previamente, la Sociedad debía suscribir con CAMMESA, las adendas respectivas a los contratos.

El 3 de julio de 2015 la Sociedad firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos combinados y Turbovapor. Las disposiciones de los Contratos más las modificaciones introducidas por las presentes adendas regulan el acuerdo entre las partes y se entenderán plenamente vigentes hasta que haya finalizado el período de vigencia establecido en los citados contratos. Como consecuencia de ello, durante el ejercicio 2015 se reconoció una disminución de pesos argentinos 14.418.986 (M\$ 1.020.869) en los ingresos por ventas y una pérdida neta en los otros ingresos / gastos operativos de pesos Argentinos 59.225.685 (M\$ 4.193.197).

- Durante el mes de diciembre de 2014, se produjo la operación inicial de la Central Vuelta de Obligado (VOSA) a ciclo abierto con dos TG de 270 MW cada una, previéndose el cierre como Ciclo Combinado de alta eficiencia para el mes de octubre 2016.

De acuerdo al informe técnico emitido por las autoridades de VOSA, las turbinas de gas han pasado por todas las pruebas de funcionamiento y su comportamiento ha sido muy bueno, y sólo resta nacionalizar muy pocos componentes para terminar la segunda etapa, hay certeza de que la obra se terminará y habilitará en el año 2016.

Por lo antes mencionado, en el mes de diciembre de 2015 se contabilizaron los efectos de la dolarización de las acreencias en el presente ejercicio. La misma generó ingresos por los siguientes conceptos:

- Diferencia de cambio por la dolarización de las acreencias a un tipo de cambio menor al tipo de cambio de cierre del ejercicio 2015 por un total de pesos argentinos 1.323.430.283 (M\$ 93.699.288 en Chocón, pesos argentinos 129.092.580 (M\$ 9.139.796) en Costanera y pesos argentinos 546.902.547 (M\$ 38.720.876) en Dock Sud.

- Intereses devengados entre la fecha de vencimiento de cada liquidación de venta aportada al proyecto VOSA y la fecha de firma del Acuerdo, a la tasa que obtiene CAMMESA en sus colocaciones financieras, capitalizados

y dolarizados de acuerdo con lo comentado en el punto anterior, por un total de pesos argentinos 49.797.906 (M\$ 3.525.708) en Chocón.

- intereses devengados sobre las acreencias dolarizadas, una vez adicionados los intereses del punto antes referidos, a una tasa LIBOR 30 días + 5%, por un total de pesos argentinos 493.816.698 (M\$ 34.962.380) en Chocón, pesos argentinos 43.989.703 (M\$ 3.114.485) en Costanera y pesos argentinos 218.604.914 (M\$ 15.477.298) en Dock Sud.

- El 25 de julio de 1990, el Gobierno de Italia autorizó a MedioCredito Centrale a otorgar al Gobierno de la República Argentina, un crédito financiero de hasta US\$ 93.995.562 destinado a financiar la adquisición de bienes y la provisión de servicios de origen italiano, utilizados en la rehabilitación de cuatro grupos de la central termoeléctrica propiedad de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires ("SEGBA"). Dicho crédito financió la adquisición de los bienes y servicios incluidos en la Orden de Trabajo N° 4322 (la "Orden"), emitida por SEGBA a favor de un consorcio liderado por Ansaldo S.p.A. de Italia.

De acuerdo con los términos del "Convenio relativo a la orden de trabajo N° 4322": (i) SEGBA otorgó a Central Costanera S.A. un mandato por el cual ésta administró la ejecución de las prestaciones contenidas en la Orden y ejecutó los trabajos y servicios que conforme a la Orden correspondían a SEGBA; y (ii) Central Costanera S.A. se obligó a pagar a la Secretaría de Energía de la Nación (la "Secretaría de Energía") las cuotas de capital e intereses que derivan del crédito otorgado por MedioCredito Centrale, a una tasa de 1,75 % anual (el "Convenio").

En garantía del cumplimiento de las obligaciones económicas asumidas por Central Costanera S.A., los compradores constituyeron una prenda sobre el total de las acciones de su propiedad. De producirse un incumplimiento que dé lugar a la ejecución de la garantía, la Secretaría de Energía podría proceder inmediatamente a la venta de las acciones prendadas mediante concurso público y podría ejercer los derechos políticos que corresponden a las acciones prendadas.

Por aplicación de la Ley N° 25.561, el Decreto N° 214/02 y sus disposiciones reglamentarias, la obligación de pago a cargo de Central Costanera S.A. emergente del Convenio ha quedado "pesificada" a la relación de cambio de un peso igual a un dólar estadounidense, con más la aplicación del coeficiente de estabilización de referencia ("CER") y manteniendo la tasa de interés original de la obligación.

El 10 de enero de 2003, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 53/03 que modificó el Decreto N° 410/02 incorporando un inciso j) en su artículo primero. Mediante esta norma se exceptúa de la "pesificación" a la obligación de dar sumas de dinero en moneda extranjera de los estados provinciales, municipalidades, empresas del sector público y privado al Gobierno Nacional originada en préstamos subsidiarios o de otra naturaleza y avales, originariamente financiados por organismos multilaterales de crédito, u originados en pasivos asumidos por el Tesoro Nacional y refinanciados con los acreedores externos.

Central Costanera S.A. considera que el préstamo resultante del Convenio no encuadra en ninguno de los supuestos previstos en el decreto N° 53/03 y aún en el supuesto que se entendiera que encuadra existen sólidos fundamentos que determinan la inconstitucionalidad del decreto N° 53/03, en tanto viola en forma manifiesta el principio de igualdad y el derecho de propiedad establecido en la Constitución Nacional.

El 30 de mayo de 2011, la Sociedad canceló la última cuota de capital del préstamo y notificó dicha circunstancia a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Finanzas y, si bien a la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Secretaría de Energía no ha efectuado reclamo alguno por los pagos efectuados por Central

Costanera S.A., el 22 de octubre del 2015 la Sociedad recibió una carta de la Secretaría de Finanzas – Dirección de Administración de la Deuda Pública de la cual surge que el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas incluyó el saldo de la deuda del crédito financiero con MedioCredito Centrale en el acuerdo celebrado con los acreedores del Club de París el 30 de abril de 2014. Según la carta, la Secretaría asimismo reclama a Costanera el reintegro de US\$ 5.472.703,76 correspondiente a los dos pagos realizados por Estado Nacional bajo el referido acuerdo.

Por lo expuesto, Costanera procedió a rechazar el requerimiento indicando, entre otras cuestiones, (i) que no posee deuda relativa al Convenio debido a que, con fecha 30 de mayo de 2011, la Sociedad canceló la última cuota del mismo y notificó dicha circunstancia a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Finanzas, (ii) que no ha habido reserva alguna del acreedor a los pagos del Convenio derivados de la pesificación impuesta por ley argentina, y (iii) que no obstante que la Sociedad desconoce los términos del acuerdo suscripto con los acreedores del Club de París, las decisiones del Estado argentino respecto de la deuda con dicho organismo son ajenas a la Sociedad.

El rechazo de la Sociedad motivó el envío –por parte de la citada Secretaría de Finanzas- de la Nota DADP N° 2127/2015 adjuntando el Dictamen DGAJ N° 257501 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas a través de la cual aquélla insiste en la existencia de la deuda y solicita a la Sociedad que arbitre los medios para proceder al reintegro de los montos reclamados. Contra dicha nota la Sociedad interpuso un recurso jerárquico a fin de que se eleven las actuaciones al Señor Ministro de Hacienda y Finanzas Públicas para que se ordene la revocación de lo dispuesto en la mencionada nota por razones de ilegitimidad.

Edesur S.A.

- Con fecha 11 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 32/2015, que entre los puntos más importantes, establece lo siguiente: (i) aprueba un aumento transitorio para Edesur con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015 destinado exclusivamente al pago de la energía que se adquiere al mercado eléctrico, de salarios y de provisiones de bienes y servicios; dicho aumento, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) cuya fecha de realización no está definida, surge de la diferencia entre un cuadro tarifario teórico y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (E.N.R.E.), que no se trasladará a tarifa sino que será cubierto mediante transferencias de la CAMMESA con fondos del Estado Nacional; (ii) a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) serán considerados como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reitera el procedimiento del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el 31 de enero de 2015; y (iv) instruye a CAMMESA a emitir LVFVD por los montos que hubiere determinado el E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales de la Sociedad originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo. Adicionalmente, permite la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir. Asimismo, instruye al E.N.R.E. a iniciar las acciones previas del proceso de la RTI.. Por la Resolución SE N° 32/2015 y las posteriores notas de la SE que actualizaron el valor del concepto mencionado durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 se reconocieron ingresos por miles de pesos argentinos 4.973.261 (M\$ 352.108.462), que se encuentran expuestos en el estado del resultado integral de la siguiente manera: por el punto (i), 3.742.739 miles de pesos argentinos (M\$264.987.134) en la línea “Otros ingresos Res. SE N° 32/2015” y 9.101 (M\$ 644.354) en la línea “Ingresos financieros”; por el punto (ii), 479.833 miles de pesos argentinos (M\$ 33.972.330) entre los “Ingresos por servicios” (ventas de energía); y por los puntos (iii) y (iv), 741.588 miles de pesos argentinos (M\$ 52.504.644) en los “Otros ingresos operativos netos”.

La Resolución SE N° 32/2015 permite la cobertura de costos operativos, mientras que las inversiones seguirán siendo financiadas a través de mutuos con CAMMESA. Al mismo tiempo, deja sujeto el repago de los saldos remanentes a favor del MEM a la definición de un plan de pagos.

En relación con lo anterior, con fecha 29 de junio de 2015 la SE emitió su Nota N° 1.208 mediante la cual instruye a CAMMESA el método para calcular las deudas que Edesur mantiene con el MEM por las transacciones económicas de energía devengadas al 31 de enero de 2015, y su compensación con los créditos que surgen de la aplicación del MMC. Como consecuencia de ello, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 se reconocieron ingresos financieros netos por 384.403 miles de pesos argentinos (M\$ 27.215.856). A la fecha de los presentes estados financieros la mencionada instrucción está siendo implementada.

Según lo previsto en el Art. 5° de la Resolución SE N° 32/2015, el aumento transitorio aprobado por la misma fue posteriormente actualizado mediante las Notas SE N° 2097 y 2157, del 12 y el 16 de noviembre de 2015, respectivamente, como resultado del monitoreo periódico realizado por el E.N.R.E. de la evolución de los costos operativos de la Sociedad.

Asimismo, Edesur solicitó al E.N.R.E. la modificación del cuadro tarifario en los términos de los artículos 46 y 47 de la Ley N° 24.065 para que reflejaran los montos impuestos por la Resolución Secretaría de Trabajo (S.T.) N° 1906/2012 y el acta suscripta el 26 de febrero de 2013 con autoridades nacionales y el Ministerio de Trabajo, que definieron aumentos de remuneración solicitados por el Sindicato de Luz y Fuerza para los empleados propios y empleados de contratistas. El E.N.R.E. rechazó ambas solicitudes, pero dispuso dar intervención a la SE en los términos de la Resolución MPFIPyS N° 2000/2006, sin que aquella se haya expedido hasta la fecha.

Por último, con fecha 16 de diciembre de 2015, las nuevas autoridades nacionales declararon mediante el Decreto 134/2015, la emergencia del Sector Eléctrico Nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. Por el mismo, se instruye al Ministerio de Energía y Minería para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

La demora en el cumplimiento de ciertos hitos previstos en el Acta Acuerdo ha afectado el índice de liquidez. La Sociedad considera que estos efectos adversos causados por la falta de concreción oportuna de legítimos derechos al ajuste de sus ingresos, se revertirá de manera efectiva con la recomposición tarifaria.

- Con fecha 12 de julio de 2012, el E.N.R.E., mediante su Resolución N° 183/2012, designó como veedor en Edesur a Luis Miguel Barletta, a cargo de fiscalizar y controlar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio a cargo de la Sociedad. El veedor designado se mantendría en sus funciones por un plazo de 45 días prorrogables. El 20 de julio de 2012, la Sociedad interpuso recurso de reconsideración con alzada en subsidio contra la Resolución E.N.R.E. N° 183/2012. En el mismo se ha rechazado la fundamentación dada en esa Resolución, y se ha planteado y demostrado el ahogo financiero y económico al que ha sido sometida Edesur desde hace años por parte del mismo E.N.R.E. y otras autoridades por la negativa a reflejar en tarifas los mayores costos o los valores que deben derivarse de una revisión tarifaria integral o a brindar al servicio otros ingresos. La veeduría fue prorrogada mediante Resoluciones E.N.R.E. N° 246/2012, N° 337/2012 y N° 34/2013, la Disposición E.N.R.E. N° 25/2013, la Resolución E.N.R.E. N° 243/13 y la Disposición E.N.R.E. N° 2/2014 de fecha 9 de enero de 2014, que amplía tal designación por otros 90 días hábiles administrativos, prorrogables. Con fecha 30 de enero de 2014 el E.N.R.E. emitió la Resolución N° 31/2014, la que, atento a la integración de un nuevo Directorio en dicho ente y habiendo sido designado como

presidente del mismo el Ingeniero Ricardo Alejandro Martínez Leone, designa a este último como veedor en Edesur, en reemplazo del Ingeniero Luis Miguel Barletta, por un plazo de 90 días hábiles administrativos, prorrogables. La Disposición E.N.R.E. N° 36/2014, de fecha 17 de junio de 2014, vuelve a ampliar por un plazo de 90 días hábiles administrativos, prorrogables, la designación del Ingeniero Martínez Leone como veedor en Edesur. Por la Disposición E.N.R.E. N° 244/2014, de fecha 3 de septiembre de 2014, se designa al Contador Rubén Emilio Segura en reemplazo del Ingeniero Martínez Leone como veedor en Edesur, por un plazo de 90 días hábiles administrativos, prorrogables, situación que ha sido renovada sucesivamente hasta el presente mediante las Resoluciones ENRE N° 128/2015, del 22 de abril de 2015, y N° 381/2015, del 23 de septiembre de 2015. Los efectos del recurso de reconsideración y alzada en subsidio interpuesto contra la resolución mencionada en primer término, se mantienen y extienden a las resoluciones a través de las cuales se dispuso prorrogar los efectos de la veeduría.

Con fecha 25 de enero de 2016 el Ministerio de Energía y Minería (MEyM) emitió la Resolución N° 6/2016 que aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y establece los precios de referencia estacionales de la potencia y energía correspondientes al período febrero - abril de 2016.

Adicionalmente, en orden a avanzar hacia una gestión adecuada de la demanda mediante incentivos al ahorro y el uso racional de la energía eléctrica de usuarios finales residenciales ("Plan Estímulo"), incorpora a través del MEM, un sistema de incentivos que se traducirá en un mecanismo de disminución del precio de la energía sancionado como contrapartida del esfuerzo de cada usuario residencial en la reducción del consumo innecesario, que surgirá de comparar el consumo mensual de energía con el registrado en igual mes del año 2015.

Por otra parte, teniendo en cuenta la trascendencia social del servicio eléctrico, la mencionada resolución define un volumen de energía a un precio denominado Tarifa Social, para ser transferido a precio mínimo a quienes integren el universo de usuarios finales que carece de capacidad de pago suficiente para afrontar los precios establecidos con carácter general, según los criterios de calificación y asignación que comunique el Ministerio de Desarrollo Social de la Nación.

El acceso a los precios mayoristas reducidos para Tarifa Social y estímulo al ahorro estará condicionado al cumplimiento, por parte de las Distribuidoras, de las obligaciones de pago en el MEM exigibles desde la entrada en vigencia de esta resolución. Asimismo, las Distribuidoras que tengan deudas con CAMMESA a la fecha del dictado de la resolución, como es el caso de Edesur, deberán, en un plazo no menor a los 30 días corridos, acordar un plan de pagos para la cancelación de la deuda en mora y, además, garantizar el pago de sus compras en el MEM a través de la cesión de sus créditos por cobranzas u otro mecanismo alternativo equivalente a satisfacción de CAMMESA, que permita asegurar tanto el cobro de la facturación corriente como el de la cuotas a abonar derivadas del acuerdo de pago a suscribirse por la deuda en mora.

A la fecha de aprobación de los presentes estados financieros, la Sociedad se encuentra evaluando los efectos de la Resolución MEyM N° 6/2016.

Posteriormente, con fecha 27 de enero de 2016 fue emitida la Resolución MEyM N° 7/2016 que instruye al E.N.R.E. a:

- i.- Efectuar un ajuste del VAD en los cuadros tarifarios de la Sociedad, a cuenta de la RTI y en el marco de Régimen Tarifario de Transición establecido en el Acta Acuerdo.
- ii.- Aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de ciertos criterios de

elegibilidad, a saber: ser jubilado o pensionado por un monto equivalente a dos veces el haber mínimo nacional; personas con empleo en relación de dependencia que perciben una remuneración bruta menor o igual a dos salarios mínimos, vital y móvil; ser titular de programas sociales, estar inscripto en el Régimen de Monotributo Social; estar incorporado en el Régimen Especial de Seguridad Social para empleados del servicio doméstico; estar percibiendo seguro de desempleo; o contar con certificado de discapacidad, quedando excluidos del beneficio en caso de ser propietarios de más de un inmueble, de automóviles cuyos modelos tengan hasta 15 años de antigüedad, o de aeronaves o embarcaciones de lujo.

iii.- Incluir en los cuadros tarifarios el plan de ahorro de energía eléctrica resultante de los establecido en la Resolución MEyM N° 6/2016.

iv.- Llevar a cabo todos los actos necesarios a efectos de proceder a la RTI, la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

A efectos de que los usuarios puedan establecer una mejor organización de las finanzas del hogar, el E.N.R.E. deberá disponer las medidas que fueren necesarias a efectos de implementar el pago mensual del servicio público de distribución prestado por la Sociedad.

Asimismo, la Resolución MEyM N° 7/2016 deja sin efecto el PUREE a partir de la puesta en vigencia de los nuevos valores tarifarios y que cesará la aplicación de los mecanismos de financiación de planes de obras instrumentados mediante contratos de mutuo con CAMMESA.

Por último, establece que la distribución de dividendos debe ajustarse al Acta Acuerdo, que la subordina a la verificación por parte del E.N.R.E. del cumplimiento del plan de inversiones.

Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.

En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén, en el que participa nuestra filial Endesa Chile, acogiendo algunas de las reclamaciones presentadas en contra de este proyecto. Como es de público conocimiento esta decisión fue recurrida ante los tribunales medioambientales de Valdivia y Santiago. El 28 de enero de 2015, se tomó conocimiento que se denegó parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (en adelante "Hidroaysén") en el año 2008.

Endesa Chile ha manifestado su voluntad de impulsar en Hidroaysén la defensa de los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada al proyecto en las instancias que corresponda, continuando las acciones judiciales ya iniciadas o implementando nuevas acciones administrativas o judiciales que sean necesarias para este fin, y mantiene el convencimiento de que los recursos hídricos de la región de Aysén son importantes para el desarrollo energético del país.

Sin embargo, dada la situación actual, existe incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysén, ya que depende tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que hoy no se está en condiciones de prever, por lo cual la inversión no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos de Endesa Chile. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2014, Endesa Chile registró una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto de MM\$69.066 (aproximadamente US\$ 121 millones). Ver nota 14.1.a).

Los efectos financieros y contables que tuvo para Enersis la provisión de deterioro de Endesa Chile sobre su participación en Hidroaysén, resultaron en un cargo al resultado neto de Enersis por \$ 41.426 millones (aproximadamente US\$ 73 millones) que se registró como ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.

37. Dotación

La distribución del personal de Enersis Américas, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo, al 31 de diciembre de 2015 y 2014, era la siguiente:

País	31/12/2015				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	68	1.911	266	2.245	2.364
Argentina	46	3.609	1.168	4.823	4.724
Brasil	26	2.174	459	2.659	2.686
Perú	42	889	-	931	941
Colombia	36	1.480	28	1.544	1.633
Total	218	10.063	1.921	12.202	12.348

País	31/12/2014				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	101	2.113	310	2.524	2.503
Argentina	29	3.335	1.109	4.473	4.223
Brasil	28	2.395	272	2.695	2.648
Perú	18	792	141	951	944
Colombia	34	1.568	30	1.632	1.613
Total	210	10.203	1.862	12.275	11.931

Es importante destacar que las operaciones que Enersis Américas realiza en Chile, a contar del 1 de febrero de 2016 pasaron a formar parte de una nueva sociedad denominada Enersis Chile (ver nota 3.k, 5.1 y 41).

Nota: El número indicado no tiene en cuenta a los trabajadores provenientes de otras filiales extranjeras o a la matriz del Grupo.

38. Sanciones

Las siguientes compañías del Grupo han recibido sanciones de autoridades administrativas:

a) Operaciones Continuas

1.- Edesur S.A.

- Para el período iniciado el 1° de enero de 2013 y terminado el 30 de junio de 2013, Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 150 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, y seguridad en la vía pública, por un monto de \$ 23.640.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.287.437). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.

- Para el período iniciado el 1° de julio de 2013 y terminado el 30 de septiembre de 2013, Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 111 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de \$ 28.270.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.539.588) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 1.536.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 83.651). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.

- Para el período iniciado el 1° de octubre de 2013 y terminado el 31 de diciembre de 2013 Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 8 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de \$ 2.766.029 pesos argentinos (aprox. M\$ 150.638) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 4.973.300 pesos argentinos (aprox. M\$ 270.846). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.

- Para el período iniciado el 1° de enero y finalizado el 30 de junio de 2014, Edesur S.A. fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 13 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de \$ 10.685.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 581.906) y con 20 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 26.975.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.469.062), y se le han impuesto resarcimientos a usuarios por \$ 389.000.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 21.184.988).

- Para el período iniciado el 1° de julio de 2014 y finalizado el 30 de septiembre de 2014, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 3 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 114.627 pesos argentinos (aprox. M\$ 6.243) y con 12 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 13.112.132 pesos argentinos (aprox. M\$ 714.088).

- Para el período iniciado el 1° de octubre de 2014 y finalizado el 31 de diciembre de 2014, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 4 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 35.914.427 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.955.904), y con 11 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 19.853.878 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.081.245).

- Para el período iniciado el 1° de enero de 2015 y finalizado el 31 de marzo de 2015, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 3 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 10.532.955,18 pesos argentinos (aprox. M\$ 573.626), y con 7 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 3.524.428 pesos argentinos (aprox. M\$ 191.941).

- Para el período iniciado el 1° de abril de 2015 y finalizado el 30 de junio de 2015, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 8 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 36.646.432,59 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.995.769).

- Para el período iniciado el 1° de julio de 2015 y finalizado el 30 de septiembre de 2015, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 2 sanciones por incumplimientos de calidad técnica y calidad comercial por un monto de \$ 11.989.572,66 pesos argentinos (aprox. M\$ 652.954) y 5 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 7.093.752 pesos argentinos (aprox. M\$ 386.327). Todas estas sanciones se encuentran actualmente recurridas por Edesur.

- Para el período iniciado el 1° de octubre de 2015 y finalizado el 31 de diciembre de 2015, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 6 sanciones por incumplimientos de calidad técnica y calidad comercial por un monto de \$ 31.081.214 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.692.687) y 1 sanción por incumplimiento de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 21.840.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.189.409). Todas estas sanciones se encuentran actualmente recurridas por Edesur.

2.- Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Para el período finalizado el 31 de diciembre de 2013, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 20 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.089). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

- En otro orden, para el período que comenzó el 1 de enero de 2014 y hasta el 31 de marzo de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 11 pesos argentinos (aprox. M\$ 599). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

- Finalmente, para el período que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso dos sanciones por un monto de M\$ 3 pesos argentinos (aprox. M\$ 163).

- Durante el año 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

3.- Central Costanera S.A.

- Durante el ejercicio 2012 y hasta el 30 de junio de 2013 la sociedad fue sancionada por la Dirección General de Aduanas con dos multas por un monto total de M\$ 47 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.560.). Se analiza eventual responsabilidad de Mitsubishi, en cuyo caso dicho monto podrá ser reclamado a este último proveedor. Asimismo, el ENRE impuso dos sanciones por un monto de M\$ 51 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.777). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

- Para el período que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 40 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.178). La misma se abonó con fecha 30 de junio de 2014.

- Finalmente durante el período comprendido entre el 1° de julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 102 pesos argentinos (aprox. M\$ 5.555). Su pago se efectuó con fecha 20 de noviembre de 2014.

- Durante los tres primeros trimestres de 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

- Durante el año 2015 la Administración Federal de Ingresos Públicos impuso a Central Costanera una multa de \$ 58.479,75 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.185) y dispuso el pago de una diferencia de tributos de \$ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. M\$ 531), por infracción al artículo 970 del Código Aduanero (es decir, por no haber reingresado al país dentro del plazo concedido, mercadería egresada temporalmente). Se apeló dicha sanción toda vez que se cumplió con el retorno de la exportación temporal en legal tiempo y forma, circunstancia que acreditó con la presentación de la documentación respaldatoria correspondiente.

4.- Central Dock Sud S.A.

- Durante el año 2013, Central Dock Sud S.A. (CDS) fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) en su condición de generador del Mercado Eléctrico Mayorista en la suma de \$ 794,11 pesos argentinos (aprox. M\$ 43), por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), en el período comprendido entre enero y junio de 2012.

- El 30 de julio de 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso a CDS una sanción por un monto de \$ 3.202,66 pesos argentinos (aprox. M\$ 174), que fue debidamente cancelada, por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) en el período comprendido entre los meses de enero y junio de 2013.

- Para el período iniciado el 1° de enero de 2014 y terminado el 30 de junio de 2014, el ENRE impuso a CDS una sanción por un monto de \$ 5.516,57 pesos argentinos (aprox. M\$ 300) que fueron abonados, por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), por el período comprendido entre los meses de julio y diciembre de 2012.

- Durante el año 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

5.- Yacylec S.A.

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a Salida de servicio de la Líneas y Salida de servicio de Equipos por un total de \$ 53.585 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.918), siendo abonado por Yacylec S.A. durante el 2014 el monto de \$1.668 pesos argentinos (aprox. M\$ 91), correspondientes a las sanciones indicadas más interés.

- Durante el año 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a Salida de servicio de la Líneas y Salida de servicio de Equipos por un total de \$ 231.925 pesos argentinos (aprox. M\$ 12.631), a la fecha fueron trasladadas a cobro por Transener a Yacylec S.A. sanciones por un importe de \$ 321.254 pesos argentinos (aprox. M\$ 17.496) incluyendo intereses, los cuales fueron descontados por CAMMESA de los pagos de remuneración mensual durante el presente 2015

- Durante el 2015 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a Salida de servicio por un total de \$ 26.130 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.423), a la fecha fueron trasladadas a cobro por Transener a Yacylec S.A. sanciones por un importe de \$17.313 pesos argentinos (aprox. M \$943) incluyendo intereses, de los cuales fueron descontados por CAMMESA de los pagos de remuneración mensual durante el presente 2015 \$ 5.078 pesos argentinos (aprox. M\$ 277), y \$12.235 pesos argentinos (aprox. M\$ 666.), se encuentran pendientes de pago dada la falta de ajuste de la remuneración que le corresponde a la Cía. por parte de la autoridades argentinas.

6. Transportadora de Energía S.A.

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 38.487,65 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.096), siendo abonado por TESA S.A. durante el 2014 el monto de \$ 46.072,38 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.509), correspondientes a las sanciones indicadas más interés.

- Durante el año 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 15.820 pesos argentinos (aprox. M\$ 862), a la fecha fueron abonadas por TESA por un importe de \$ 17.951 pesos argentinos (aprox. M\$ 978) incluyendo intereses.

- Durante el año 2015 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 17.104 pesos argentinos (aprox. M\$ 931), a la fecha fueron abonadas por TESA por un importe de \$ 21.087 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.148) incluyendo intereses.

7. Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso cinco sanciones por cuestiones relacionadas al mantenimiento programado en estación transformadora Rincón Santa María y por Salida de la Línea por \$ 7.896,95 pesos argentinos (aprox. M\$ 430), las cuales fueron abonadas por CTM S.A. incluyendo los intereses correspondientes durante los años 2013 y 2014 por un importe de \$ 11.337,32 pesos argentinos (aprox. M\$ 617).

- Durante el año 2014 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso 3 sanciones por cuestiones relacionadas al mantenimiento programado en estación transformadora Rincón Santa María por \$ 5.728.49 pesos argentinos (aprox. M\$312.), las cuales fueron abonadas por CTM S.A. durante el año 2014 y el año 2015 incluyendo los intereses correspondientes, en total se abonaron \$ 8.181 pesos argentinos (aprox. M\$446).

- Durante el año 2015, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso dos sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 34.618 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.885), a la fecha fueron abonadas por CTM por un importe de \$ 44.749 pesos argentinos (aprox. M\$2.437) incluyendo intereses.

8.- Ampla Energía S.A.

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 7 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), por problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, bien como por otras razones, por un monto de \$ 29.810.687 reales (aprox. M\$ 5.421.624). La compañía presentó recursos y aún existen 4 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 143.601 reales (aprox. M\$ 26.116). En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de \$ 3.557.786 reales (aprox. M\$ 647.049), por los cuales hemos pagado \$ 2.112.600 reales (aprox. M\$ 384.215).

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, INEA – Instituto Estadual de Ambiente y otros), por la supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía y construcción en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de \$ 120.204 reales* (aprox. M\$ 21.861). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla pagó multas en el valor de \$ 66.310 reales (aprox. M\$ 12.060). (*Aclaración: Algunas sanciones aún no tuvieron su valor definido, lo que solamente ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla). En el año de 2012, habían sido recibidas 14 sanciones en un total de \$ 76.426 reales (aprox. M\$ 13.899).

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con la devolución de cobros indebidos y otros servicios ejecutados irregularmente, por un monto de \$ 24.234 reales (aprox. M\$ 4.407). La compañía presentó recursos para todas las sanciones y aún no tenemos la definición de los mismos. En el año de 2012, habían sido recibidas 3 sanciones en un total de \$ 20.840 reales (aprox. M\$ 3.790), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso y aún no tenemos la definición. Los órganos laborales no apuntan el valor de la sanción, lo hace solamente después de analizado el recurso. En el año de 2012, habían sido recibidas 5 sanciones, que también aún están pendientes de recursos presentados por Ampla.

- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por calidad técnica, por un monto de € 6.759.518 (aprox. M\$ 5.223.165). En contra las sanciones han sido presentados recursos administrativos, un rechazado y otro pendiente de juzgamiento. Ampla ha pagado la cuantía de € 1.202.986 (aprox. M\$ 929.563). En 2013, Ampla ha sido sancionada 7 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 9.368.747 (aprox. M\$ 7.239.350), por los cuales ha pagado € 843.869 (aprox. M\$ 652.068). Existen pendientes de análisis 2 recursos presentados por Ampla en contra sanciones de 2013.

- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 15 multas por los órganos ambientales (ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y INEA – Instituto Estadual de Medioambiente y órgano municipal del medioambiente), por supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía, destinación indebida de residuos y construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de € 80.263* (aprox. M\$ 62.020). La compañía ha presentado recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha pagado la cuantía de € 460 por sanciones (aprox. M\$ 355). En 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales por los mismos asuntos del año de 2014 por € 35.940* (aprox. M\$ 27.771). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2013, Ampla ha pagado 3 sanciones al valor de € 19.826 (aprox. M\$ 15.320).

(*Aclaración: El valor de algunas sanciones no ha sido definido, lo que ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla.

- En 2014, Ampla ha sido sancionada con 14 multa por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un por un monto de € 665.565

(aprox. M\$ 514.291), contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Solamente un recurso ha sido juzgado y por el que Ampla ha pagado € 1.958 (aprox. M\$ 1.513). En 2013, habían sido recibidas 4 sanciones en un total de € 7.616 (aprox. M\$ 5.885), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.

- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Un recurso fue rechazado y Ampla ha pagado la cuantía de € 61,74 (aprox. M\$ 48), los demás aún no han sido juzgados. En 2013, Ampla ha sido sancionada con 1 multa, por un monto de € 641 ya pagado (aprox. M\$ 495).

- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por cuestiones de tarifa “baja renta” en un total de € 126.424 (aprox. M\$ 97.689). Los recursos presentados por Ampla fueron parcialmente aceptados y el valor de las sanciones han sido reducidos para €101.173 (aprox. M\$ 78.178). Ampla ha pagado las mismas. En 2014, Ampla ha sido sancionada 2 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 6.743.609 (aprox. M\$ 5.210.872) , por los cuales ha pagado €974.291 (aprox. M\$ 752.847). Hay pendiente de análisis un recurso presentado por Ampla en contra de la sanción de 2014.

- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 36 sanciones por INEA – Instituto Estadual de Medioambiente y ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y Secretaria Municipal de Medio Ambiente de Niterói y Secretaria Municipal de Medio Ambiente de Angra dos Reis, siendo 8 advertencias y 28 multas por construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización y muerte de animales en una subestación y por supresión irregular de vegetación y otros (incumplimiento de notificación), por un monto de €197.563 (aprox. M\$ 152.659) . La compañía ha presentado recursos contra todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de la mayoría de los recursos. Ampla ha pagado €540 (aprox. M\$417) en 2015 por sanciones. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 17 multas por los órganos ambientales (ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y INEA – Instituto Estadual de Medioambiente y órgano municipal del medioambiente), por supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía, destinación indebida de residuos y construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de €80.263* (aprox. M\$ 62.020) . La compañía ha presentado recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha pagado la cuantía de €460 (aprox. M\$ 355) por sanciones.

(*) Aclaración: El valor de algunas sanciones no ha sido definido, lo que ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla.

- En 2015, Ampla ha sido sancionada con 11 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un por un monto de €1.768.001 (aprox. M\$ 1.366.157). Ampla ha presentado 5 demandas (justicia) para obtener la declaración de nulidad de sanciones y hay 6 recursos administrativos pendientes de juzgamiento por el órgano. En 2014, la sociedad fue sancionada con 14 multas en €663.530 (aprox. M\$ 512.718). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha presentado 4 demandas para obtener la declaración de nulidad de sanciones y existen 8 recursos administrativos pendientes de juzgamiento por el órgano. Ampla ha pagado 2 sanciones al valor de € 2.343 (aprox. M\$ 1.810) en relación al periodo.

- En 2015, Ampla no ha sido sancionada con multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE). En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Un recurso fue rechazado y Ampla ha pagado la cuantía de € 62 (aprox. M\$ 48), los demás aún no han sido juzgados.

9.- Companhia Energética do Ceará (Coelce)

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de \$ 34.877.282 reales (aprox. M\$ 6.343.078). La compañía presentó recursos y aún existen 26 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 395.125 reales (aprox. M\$ 71.861). En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de \$ 53.810.352 reales (aprox. M\$ 9.786.403), por los cuales hemos pagado \$ 707.423 reales (aprox. M\$ 128.658) y aún no tenemos decisión final en 16 de ellas.

- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).

- En el año 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de \$ 21.837 reales (aprox. M\$ 3.971). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, falta uno por resolver; los demás fueron rechazados y las multas pagadas por Coelce al valor de \$ 15.901 reales (aprox. M\$ 2.892). En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de \$ 12.953 reales (aprox. M\$ 2.356), los cuales hemos pagado.

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso, pero no obtenemos éxito y hemos pagado la cuantía de \$ 9.694 reales (aprox. M\$ 1.763). En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.

- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 8 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población), por calidad técnica y por errores en la base de activos, por un monto de € 8.702.775 (aprox. M\$ 6.724.745.). Coelce ha pagado € 16.319 (aprox. M\$ 12.610) por una de las multas y ha presentado recursos en relación a los demás. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población) (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de € 10.938.249 (aprox. M\$ 8.452.124). La compañía presentó recursos y aún existen 17 sin decisión firme. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a € 1.418.561 (aprox. M\$ 1.096.140).

- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).

- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por un monto de € 24.743 (aprox. M\$ 19.119), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos y ha pagado 1 sanción al valor de € 933 (aprox. M\$ 721). En 2013, la sociedad había sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de € 7.220 (aprox. M\$ 5.579). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, pero todos han sido rechazados y Coelce ha pagado las multas.

- En 2014, la sociedad ha recibido 6 actas de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en razón de accidentes ocurridos con empleados. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. COELCE ha pagado la cuantía de € 3.206 (aprox. M\$ 2.477) por las sanciones del año de 2013.

- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE) por problemas de calidad técnica y indicadores en un total de € 2.517.677 (aprox. M\$ 1.945.441) en contra han sido presentados recursos. Dos de los cuatro recursos han sido juzgados y Coelce ha pagado € 85.593 (aprox. M\$ 66.139) por las penalidades, los demás quedan a espera de análisis por el órgano. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 8 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población), por calidad técnica y por errores en la base de activos, por un monto de €8.676.161 (aprox. M\$ 6.704.180). Coelce ha pagado €16.270 (aprox. M\$ 12.572) por dos multas y ha presentado recursos en relación a los demás.

- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 1 sanción por supresión irregular de vegetación y otros (incumplimiento de notificación), por un monto de €5.406 (aprox. M\$ 4.177). La compañía ha presentado recursos contra todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2014 la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).

- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 3 multa por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE y DECON/CE) por problemas con el plazo de prestación del servicio en un monto total de € 1.649.834 (aprox. M\$ 1.274.848) . Coelce ha pagado €7.407 (aprox. M\$ 5.723) por una de las sanciones y ha presentado dos recursos sin manifestación del órgano a la fecha. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE y DECON/CE), por un monto de € 26.492 (aprox. M\$ 20.471), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos, 1 aún pendientes de juzgamiento. Coelce ha pagado € 6.874 (aprox. M\$ 5.312) por las sanciones.

- En 2015, la sociedad ha recibido 14 notificaciones de infracciones por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla y contribuciones sociales. En 2014, la sociedad ha recibido 6 actas de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), también por problemas relacionados con cuestiones formales en regla y contribuciones sociales.

10.-Cien (Companhia de Interconexión Energética S.A.)

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de \$ 32.136 reales (aprox. M\$ 5.845). La compañía presentó recurso y que aún no tuvo decisión. En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.

- En los años de 2012 y 2013, la sociedad no fue sancionada por otros asuntos (ambientales, consumidor o laborales).

- En 2014, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL. En el año de 2013, la sociedad había sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de € 10.100 (aprox. M\$ 7.804). CIEN interpuso recurso que fue aceptado, la multa fue anulada por el órgano juzgador.

- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), en contra han sido presentados recursos administrativos. Cien ha pagado una multa al valor de € 61,74 (aprox. \$ 48) y el recurso en contra de la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado. En 2013, la sociedad no ha sido sancionada.

- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales o laborales).

- En 2014 y 2015, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL o cualquier otra autoridad fiscalizadora.

- En 2015, la sociedad no ha sido sancionada. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra han sido presentados recursos administrativos. Cien ha pagado una multa al valor de € 61,74 (aprox. M\$ 48) y el recurso en contra la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado.

- En los años de 2014 y 2015, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales).

11.- Edelnor S.A.A.

- En febrero de 2013, Edelnor S.A.A. pagó una multa por S/. 1.861,63 (aprox. M\$ 387) a SUNAT por no haber cumplido con el pago de la detracción del IGV (IVA) dentro de los plazos establecidos.

- Durante el ejercicio del año 2013, OSINERGMIN sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintitrés (23) multas por el supuesto incumplimiento a las normas técnicas y comerciales, por un monto total que asciende a S/. 2.544.177,91 (aprox. M\$ 529.380).

- En octubre de 2013, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2009. En etapa de reclamación, se obtuvo resultado favorable de manera parcial, por lo que el monto mantenido por SUNAT por este concepto, actualizado al 08 de septiembre de 2014, es de S/. 4.150.479 (aprox. M\$ 863.611), fecha en la que Edelnor S.A.A. efectuó el pago de las mismas aplicando un régimen de rebaja. Sin perjuicio de ello, Edelnor S.A.A. interpuso recurso de apelación, el cual, al 31 de diciembre de 2015, se encuentra pendiente de resolución.

- Durante el ejercicio 2014, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintidós (22) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total a S/. 2.015.383 (aprox. M\$ 419.351).

- En junio de 2014, Edelnor S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por la Municipalidad de Huaral vinculada con una supuesta omisión en la determinación del Impuesto Predial de los años 2010 a 2014 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2015 de S/. 61.123 (aprox. M\$ 12.718). Dicha multa fue impugnada por Edelnor S.A.A., encontrándose pendiente de resolución. Edelnor fue notificada con la Resolución a través de la cual se declara nula la Resolución de Multa emitida. El procedimiento concluyó satisfactoriamente para Edelnor.

- Durante el año 2015, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con diez (10) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total a S/. 1.481.359,57 (aprox. M\$ 308.234).

- En junio de 2015, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2010. En julio de 2015, Edelnor pagó las multas antes mencionadas en la suma de S/.1.612.507 (aprox. M\$ 335.522) , acogiéndolas a un régimen de gradualidad vigente. No obstante el pago efectuado, Edelnor ha impugnado dichas Resoluciones de Multa, cuya reclamación al 31 de diciembre de 2015 se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.

- En junio de 2015, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por OSINERGMIN por una supuesta omisión en la presentación de la declaración jurada del Aporte por Regulación de diversos meses del año 2014. La contingencia actualizada al 31 de diciembre de 2015 es de S/. 23.642 (aprox. M\$ 4.919). Las multas no fueron impugnadas, por lo que se procedió con el pago de las mismas.

12.- Edegel S.A.A.

- En abril de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una las siguientes multas: (i) S/. 7.604,57 (aprox. M\$ 1.582) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación térmica para el cuarto trimestre de 2008; (ii) S/. 200.941,48 (aprox. M\$ 41.811) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica para el cuarto trimestre de 2008; (iii) S/. 40.700 (aprox. M\$ 8.469) (11 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por no haber presentado la justificación técnica dentro del plazo para el segundo trimestre de 2008; y, (iv) S/. 106.073,17 (aprox. M\$ 22.071) por no haberse encontrado disponible la unidad de generación luego de haber sido convocada por requerimiento del SEIN para el cuarto trimestre de 2008

Edegel S.A.A. no ha impugnado las sanciones (i) y (iv), y, con fecha 2 de mayo de 2013, procedió a pagarlas conforme a los beneficios de pronto pago. Sin embargo, mediante recurso de apelación, Edegel S.A.A. ha impugnado los numerales (ii) y (iii). Frente a ello, el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería de OSINERGMIN, mediante su Resolución N° 107-2014-OS/TASTEM-S1 notificada a Edegel S.A.A. con fecha 15 de abril de 2014, resolvió declarar nula la Resolución de Gerencia General que impuso la multa, debido a que no era competente para hacerlo, siendo el órgano competente la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

En ese sentido, con fecha 1 de septiembre de 2014, Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN N° 1380-2014, por la cual se resolvió sancionar a Edegel S.A.A. con las mismas multas contenidas en la Resolución de Gerencia General. Ante ello, Edegel S.A.A. ha vuelto a presentar la impugnación, dejando constancia de que las sanciones (i) y (iv) ya fueron canceladas. Con fecha 17 de setiembre de 2014, EDEGEL presentó un escrito de apelación ante OSINERGMIN, por el cual solicitó a la Gerencia de Fiscalización Eléctrica que se eleve el recurso de apelación al órgano de segunda instancia, al cual solicita declararlo fundado y proceda al recálculo de las sanciones aplicables.

- En mayo de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2007 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2015 de S/. 9.755.900 (aprox. M\$ 2.029.959). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

- En junio de 2013, Edegel S.A.A. fue notificada por Electroperú S.A. por la aplicación de penalidad al Contrato N° 132991 "Servicio de Capacidad Adicional de Generación a través de la Conversión de Equipos al Sistema de Generación Dual" ascendente al monto de S/. 481.104,53 (aprox. M\$ 100.106) por el incumplimiento en las condiciones en la ejecución del servicio contratado, de acuerdo a lo ofertado en el contrato de la referencia.
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 453,86 (aprox. M\$ 94) por haber excedido en el plazo para la actividad en mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto total de S/. 340,40 (aprox. M\$ 71).
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 4.070 (aprox. M\$ 847) por no haber presentado la justificación técnica correspondiente dentro del plazo establecido acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto de S/. 3.052,50 (aprox. M\$ 635).
- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por la Municipalidad Distrital de Callahuanca mediante Resolución de Alcaldía N° 060-2013 MDC, se inicia procedimiento sancionador por no contar con el informe de inspección técnica de seguridad en defensa civil multidisciplinaria, con multa ascendente a S/. 37.000 (aprox. M\$ 7.699) (10 Unidad Impositiva Tributaria – UIT) de acuerdo a la Ley N° 29664 y su reglamento.
- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionado con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2008 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2015 de S/. 1.759.227 (aprox. M\$ 366.051). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En diciembre de 2013, Scotiabank Perú S.A.A., con quien Edegel S.A.A. ha suscrito un contrato de leasing referido al Proyecto Santa Rosa, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2015 de S/. 15.721,523 (aprox. M\$ 3.271). Scotiabank Perú S.A.A. presentó la impugnación respectiva en enero de 2014, la misma que se encuentra en etapa de apelación, pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- Con fecha 23 de diciembre de 2013, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por el pago extemporáneo del aporte por regulación. Finalmente, el OSINERGMIN con fecha 5 de junio de 2015, archivó el mencionado procedimiento.
- Con fecha 28 de enero de 2014, la Autoridad Nacional del Agua (ANA), inició un procedimiento administrativo sancionador contra Edegel S.A.A. por el reuso de aguas residuales industriales tratadas para el riego de áreas verdes. Luego de presentados los descargos respectivos por parte de Edegel S.A.A., con fecha 5 de junio de 2015, la ANA archivó el procedimiento.

- Con fecha 20 de marzo de 2014, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) le inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por haber incumplido las normas vigentes sobre la implementación y ejecución del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Con fecha 12 de junio de 2015, se archivó el mencionado procedimiento.

- En mayo de 2014, Edegel S.A.A. fue notificado con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN N° 743-2014, de fecha 27 de mayo de 2014, la cual resuelve sancionar a Edegel con una multa de 0.50 UIT por haber transgredido el indicador CCIT: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por calidad de tensión, en el segundo semestre 2012, de acuerdo con lo establecido en el literal B) del numeral 5.1.2 del 'Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica'. Edegel S.A.A. presentó un escrito por el cual pagó la multa impuesta por OSINERGMIN de S/. 1 425,00 (equivalente a M\$ 297), a través de la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN N° 743-2014.

- En junio de 2014, Edegel S.A.A., a propósito de la fiscalización del Impuesto a la Renta del año 2009, procedió con regularizar una omisión en la determinación del referido impuesto y, pagó por concepto de multa asociada el importe de S/. 2.070 (aprox. M\$ 431).

- En septiembre de 2014, Edegel S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por SUNAT vinculada con la determinación del Impuesto a la Renta anual del ejercicio 2009 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2014 de S/. 315.230 (aprox. M\$ 65.591). Dicha multa ha sido aceptada por Edegel, motivo por el cual procedió con efectuar el pago de la misma.

- En 4 de diciembre de 2014, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) notificó a Edegel S.A.A. el inicio de un procedimiento administrativo sancionador, por incumplir con el procedimiento para supervisar la verificación de la disponibilidad y el estado operativo de las unidades de generación del SEIN. Con fecha 24 de abril de 2015, Edegel S.A.A. pagó la multa impuesta por la Resolución Directoral 691-2015 de fecha 30 de marzo de 2015, la misma que ascendió al monto de S/. 2.928,42 (aprox. M\$ 609).

- Con fecha 11 de marzo de 2015, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por la contaminación sonora producida al no haberse instalado paneles de mitigación sonora en la Central Térmica Santa Rosa de Ventanilla. Por Resolución N° 388-2015-OEFA-DSAI, de fecha 30 de abril de 2015, se sancionó a Edegel S.A.A. con una sanción de entre 1 y 100 UIT. Con fecha 16 de junio de 2015, Edegel S.A.A. interpuso recurso de apelación contra dicha resolución. Con fecha 19 de junio de 2015, se concedió el mencionado recurso de apelación. Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución N° 039-2015-OEFA/TFA-SEE del 18 de septiembre de 2015 mediante la cual se declaró la nulidad de la Resolución Directoral N° 388-2015-OEFA/DFSAI y en consecuencia retrotraer el procedimiento administrativo sancionador al momento en que el vicio se produjo; y devolver el expediente a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos para que se vuelva a pronunciar.

- Con fecha 13 de mayo de 2015, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) inició un procedimiento administrativo sancionador contra Edegel S.A.A. por incumplimiento a la Ley de Concesiones Eléctricas y al Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de Electricidad respecto a la línea de transmisión en 220kV Callahuanca-Chavarría, al no cumplir con la regularización de los bienes afectados por dicha concesión, de acuerdo con lo establecido en la cláusula 9 del mencionado contrato. Edegel S.A.A. ha presentado los descargos respectivos. El 15 de diciembre de 2015 se notificó la Resolución N° 2916-2015, mediante la cual se resuelve sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de S/. 986.710,00 (aprox. M\$ 205.310) por incumplir el numeral 9.4 del Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de la línea Callahuanca-Chavarría. Con fecha 6 de enero de 2016, Edegel S.A.A. interpuso recurso de apelación.

- En junio de 2015, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por OSINERGMIN por una supuesta omisión en la presentación de la declaración jurada del Aporte por Regulación de diversos meses de los años 2011 a 2014. La contingencia actualizada al 31 de diciembre de 2015 es de S/. 85.695 (aprox. M\$ 17.831). Edegel S.A.A. aceptó las multas, por lo que procedió con pagarlas sin iniciar litigio alguno.

- Con fecha 13 de octubre de 2015 Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución N° 2391-2015 del 29 de septiembre de 2015 mediante la cual OSINERGMIN resolvió: 1. Sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de S/. 237,96 (aprox. M\$ 50) por haberse excedido el plazo para la actividad de mantenimiento respecto de la unidad de generación G1 de la CH Matucana para el primer trimestre de 2014; 2. Sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de S/. 8.927,03 (aprox. M\$1.857) por haberse excedido en el plazo de la actividad de mantenimiento de la unidad de generación TG8 de la CT Santa Rosa para el primer trimestre de 2014 y a la unidad de generación TV de la CT Ventanilla para el segundo trimestre de 2014; 3. Sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de 1.99 UIT por no haber presentado la justificación técnica de la unidad de generación G1 CH Matucana, unidad de generación TG8 de la CT Santa Rosa y unidad de generación TV de la CT Ventanilla dentro del plazo establecido para el primer trimestre de 2014. Con fecha 3 de noviembre de 2015, Edegel S.A.A. interpuso recurso de apelación contra los artículos 2° y 3° de la Resolución N° 2391-2015. Mediante escrito de fecha 3 de noviembre de 2015, Edegel S.A.A. paga la multa impuesta por el artículo 1° de la Resolución N° 2391-2015.

- En diciembre de 2015, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta de marzo, abril y junio año 2010 por un monto actualizado al 30 de noviembre de 2015 de S/ 14.211 (aprox. M\$ 2.957); y vinculadas con la menor determinación de saldo a favor del Impuesto a la Renta por el ejercicio 2010, actualizada al 31 de diciembre de 2015, la misma que asciende a S/ 17.103.702 (aprox. M\$ 3.558.853). La reclamación ya fue presentada y se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.

13.- Empresa Eléctrica de Piura S.A.

- En el mes de febrero de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada con una multa ascendente a S/. 7.005 (aprox. M\$ 1.458) por el pago de aportes por regulación correspondientes al año 2004 y 2005. Dicha multa fue cancelada.

- En agosto 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 15.873 (aprox. M\$ 3.303) (5.72 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica ("NTCSE"): (i) haber trasgredido el indicador CMRT; cumplimiento de las mediciones requeridas por la NTCSE, en base a las mediciones de tensión reportadas para el segundo semestre de 2011; y (ii) haber trasgredido el indicador CCII: correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por interrupciones para el segundo semestre de 2011. En el mes de septiembre de 2013 dicha multa fue cancelada.

- En agosto de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada por el Ministerio de Energía y Minas. por la aplicación de penalidad contractual "Contrato de Reserva Fría Planta Talara (CT Malacas3)" ascendente al monto de S/. 691.500 (aprox. M\$ 143.884) por el atraso incurrido en la Puesta en Operación Comercial de la Planta de Reserva Fría de Generación Talara.

- En septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. toma conocimiento de la Resolución N° 1 emitida por el Ejecutor Coactivo OSINERGMIN aplicando una de penalidad por no mantener la existencia media del producto GLP durante los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de año 2004 ascendente al monto de 42.17 UIT equivalente a S/. 156.029 (aprox. M\$ 32.466). El 21 de octubre el Ejecutor Coactivo suspendió el procedimiento de Ejecución Coactiva respecto a la cobranza de la multa impuesta.

- El 24 de septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 3.700 (aprox. M\$ 770) (1 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) porque el EDAGSF no fue declarado en el Sistema Extranet a través del formato F08 incumplimiento del Procedimiento para Supervisar la Implementación y Actuación de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga de Generación. La multa fue pagada y reducida en un 25% - S/. 2.775 (aprox. M\$ 577) al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.

- Con fecha 10 de abril de 2014, mediante Resolución N° 233-2013-OEFA/DFSAI/SDI, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Empresa Eléctrica de Piura S.A. un procedimiento administrativo sancionador por haber omitido información en la presentación de sus informes respecto de las emisiones gaseosas en el Informe Anual de Gestión 2011. Con fecha 8 de mayo de 2015, mediante Resolución Directoral N° 438-2015-OEFA/DFSAI, se declaró la existencia de responsabilidad administrativa de Empresa Eléctrica de Piura S.A. en la infracción mencionada. No se impuso sanción ni medida correctiva al haberse subsanado dicha infracción. Con fecha 22 de junio de 2015, se notificó a Empresa Eléctrica de Piura S.A. que la Resolución Directoral N° 438-2015-OEFA/DFSAI quedó consentida.

- En noviembre de 2014, Banco de Crédito del Perú S.A., con quien Empresa Eléctrica de Piura S.A. suscribió un contrato de leasing referido al Proyecto de Ampliación de la Central Térmica Malacas – TG5, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2015 de S/. 9.988.586 (aprox. M\$ 2.078.375). Banco de Crédito del Perú S.A. presentó la impugnación respectiva en diciembre de 2014, el cual se encuentra pendiente de resolución.

- El 5 de marzo de 2015, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada con la Resolución N° 3 del Expediente N° 0395-2011-OS-EC-Cob. Mul. del 25 de febrero de 2015, por el cual se resolvió: (i) levantar la suspensión del procedimiento de ejecución coactiva y continuar con la tramitación del mismo; (ii) proseguir con el cobro de la obligación hasta su cancelación; y, (iii) requerir a Empresa Eléctrica de Piura S.A. para que en un plazo de siete (7) días útiles cumpla con el pago de la deuda ascendente a la suma de S/. 599.062 (aprox. M\$ 124.650), bajo apercibimiento de dictarse las medidas cautelares que correspondan conforme a ley.

- En julio de 2015, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada con Resoluciones de Multa referidas a omisiones en los pagos a cuenta del Impuesto a la Renta del ejercicio 2010. Tales multas fueron pagadas en el importe de S/.30,383 (aprox. M\$ 6) en agosto de 2015.

14.- Chinango S.A.C.

- En enero de 2013, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2010 por un monto ascendente a S/. 367.915 (aprox. M\$ 76.554), importe que fue pagado en febrero de 2013 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La apelación presentada, al 31 de diciembre de 2015, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

- En el mes de junio de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con Resolución de Ejecución Coactiva N° 0398-2012, a fin de que cumpla con pagar multa ascendente a S/. 3.800 (aprox. M\$ 791) impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) por las siguientes infracciones: (i) incumplir con el indicador CCII para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el inciso A) del numeral 5.2.2 del "Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica"; (ii) incumplir con el indicador CPCI para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el inciso C) del numeral 5.2.2 del "Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica"; y, (iii) incumplir con remitir los reportes de interrupciones (archivos RIN y RDI) vacíos a pesar de que existieron interrupciones que afectaron a sus clientes, para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el literal e) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

- En el mes de septiembre de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) N° 19693, mediante la cual se impone multa ascendente a S/. 1.850 (aprox. M\$ 385) (0.50 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por: (i) incumplimiento del plazo para la entrega de información de calidad de tensión en el primer semestre 2012. Multa fue reducida en un 25% al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.

- En marzo de 2014, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Ejecución Coactiva N° 0350-2014, a fin de que cumpla con pagar el saldo de multa ascendente a S/. 12.100 (aprox. \$ 2.518), impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), en razón de que el monto total de la multa, impuesta mediante la sanción N° 014799-2012-OS/CG, es de 11 UIT (S/. 48.800, aprox. M\$ 10.154).

- En enero de 2014, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2011 por un monto ascendente a S/. 613.390 (aprox. M\$ 127.631), importe que fue pagado en febrero de 2014 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La reclamación presentada, fue resuelta en contra de Chinango S.A.C. mediante Resolución de SUNAT notificada en diciembre 2014 y, contra la cual, Chinango S.A.C. interpuso recurso de apelación en enero de 2015, el cual, al 31 de diciembre de 2015, se encuentra pendiente de resolución.

- Con fecha 19 de mayo de 2015, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Chinango S.A.C. un procedimiento administrativo sancionador por haber presuntamente presentado incompleto el tercer informe trimestral de monitoreo ambiental correspondiente al año 2013. Con fecha 16 de junio de 2015, Chinango S.A.C. presentó los descargos respectivos. El 27 de octubre de 2015 notificaron la Resolución Directoral N° 616-2015-OEFA/DFSAI del 30 de junio de 2015, mediante la cual se resolvió declarar la existencia de responsabilidad administrativa de Chinango SAC y declaró que no resulta pertinente el dictado de medida correctiva, informar a Chinango SAC que contra lo resuelto es posible la interposición del recurso de reconsideración y apelación dentro del plazo de 15 días hábiles y disponer la inscripción de la presente Resolución en el Registro de Actos Administrativos. Mediante resolución directoral 1078-2015-DFSAI-OEFA, de fecha 3 de diciembre de 2015 se declara consentida la resolución que atribuye responsabilidad administrativa por parte de CHINANGO.

- En junio de 2015, Chinango S.A.C. fue sancionada con multas impuestas por OSINERGMIN por una supuesta omisión en la presentación de la declaración jurada del Aporte por Regulación de diversos meses del año 2014. La contingencia actualizada al 31 de diciembre de 2015 es de S/.79.857 (aprox. M\$ 16.616). Chinango S.A.C. aceptó las multas impuestas, por lo que procedió con pagarlas sin iniciar litigio alguno.

- En septiembre de 2015, Chinango S.A.C. fue notificada con diversas Resoluciones de Multa referidas a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2012 y pagos a cuenta de dicho año por el importe de S/.1.424,122 (aprox. M\$ 296). En octubre de 2015, Chinango procedió al pago de la deuda antes mencionada acogiendo al régimen de gradualidad vigente, sin perjuicio de presentar el recurso de reclamación respectivo.

15.- Generalima S.A.C.

- En diciembre de 2015, antes de que SUNAT notifique las correspondientes resoluciones, Generalima S.A.C. pagó de forma voluntaria multas rebajadas vinculadas con llevar registros con atraso por un monto actualizado al 22 de diciembre de 2015 de S/ 15.179 (aprox. M\$ 3.158), detectada con ocasión del procedimiento de; y vinculadas con la menor determinación de saldo a favor del Impuesto a la Renta por el ejercicio 2009, actualizada al 31 de diciembre de 2015, la misma que asciende a S/ 66.911 (aprox. M\$ 13.923).

16.- Emgesa

- El 30 de julio de 2013 mediante Resolución 20138100353652 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a EMGESA S.A. ESP sanción de amonestación (sin valor pecuniario) al considerar que se produjo un silencio administrativo positivo al no dar respuesta de fondo a un derecho de petición realizado por un usuario no regulado (SUNCHINE BOUQUET LTDA). Mediante resolución 20148150176905 del 28 de octubre de 2014 la SSPD confirmó la sanción. **Terminada.**

17.- Codensa

- Durante el año 2013 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA por Col\$ 167.743.200 (aprox. M\$ 40.801) por incumplimiento de indicadores de calidad de potencia, con ocasión de la queja presentada por la empresa TUBOTEC SAS. **Terminada y pagada.**

- En el mes de noviembre de 2013 se efectuó pago por parte de CODENSA por un valor de Col\$ 22.668.000 (aprox. M\$ 5.514), correspondiente a la sanción impuesta por la Dirección de Investigaciones de Protección al Consumidor de la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 57393 del 30 de septiembre de 2013, por una falla en el servicio de facturación prestado por la compañía, al haberle realizado el cobro de un crédito a la reclamante que no le correspondía cancelar y quien lo informó en varias oportunidades. **Terminada y pagada.**

- En marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA de Col\$ 77.814.500 (aprox. USD 30.539), por infringir el reglamento de operación en cuanto al tiempo de maniobras TAPS. Mediante resolución 2014240005655 del 07 de marzo de 2014 la SSPD confirmó la sanción señalando que CODENSA SA ESP infringió el reglamento de operación, toda vez que superó el tiempo máximo permitido en la regulación. **Terminada y pagada.**

- En marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), impuso sanción a CODENSA de Col\$ 127.332.000. (aprox. USD 49.973), por falla en la prestación del servicio- incumplimiento indicador DES. Mediante la Resolución 2014240005125 del 05 de marzo de 2014, se impuso la mencionada sanción toda vez que la Empresa no prestó el servicio público de energía eléctrica de forma continua, al superar los límites máximos admisibles del indicador DES, tal como lo establece el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 y el numeral 6.3.4 de la Resolución CREG 070 de 1998. **Terminada y pagada.**

- El 16 de julio de 2014 mediante la Resolución N° 20142400025295 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) confirmó sanción a Codensa por Col \$13.558.500 (aprox. USD 5.321), por incumplimiento de la Resolución Creg.097 de 2008, toda vez que no acreditó dentro del plazo previsto (6 de abril de 2010) el cumplimiento de los requisitos para dar inicio a la aplicación del esquema calidad en el servicio. **Terminada y pagada.**

- El 17 de noviembre de 2015, mediante resolución No. SSPD-20152400051515 proferida por la Superintendencia de servicios Públicos Domiciliarios este ente de vigilancia y control resolvió imponer una multa por VEINTE MILLONES SESICIENTOS DIECINUEVE MIL DOSCIENTOS PESOS CON CERO CENTAVOS (\$20.619.200,00), por un tema de reconocimiento de propiedad de activos por parte del gimnasio denominado "Hard Body". Frente a la resolución se presentó, en término, el recurso de reposición respectivo, el cual se encuentra a la espera de que se resuelva.

18.- Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC):

- Mediante resolución 1312 del 30 de enero de 2014, la Superintendencia de Puertos y Transportes sancionó a la SPCC con el pago de la suma de Col\$ 2.142.400 (aprox. M\$ 521), por reportar de manera extemporánea o tardía información contable y financiera del año 2010 y que de acuerdo con las resoluciones 6051 de 2007 y 759 de 2010 debe reportarse en el mes de febrero de 2011. La sanción fue pagada el 14 de febrero de 2014.

Terminada y pagada.

b) Operaciones Discontinuadas

1.- Endesa Chile

--En el mes de enero de 2013, Endesa Chile fue notificada de la Resolución Exenta SEC N° 2496, que le aplica una sanción a la compañía de 10 U.T.A., equivalentes a M\$ 4.952, por infracción a lo dispuesto en el artículo 123 del D.F.L. N° 4/20.018 de 2006, toda vez que se habría incumplido la obligación de comunicar a la SEC la puesta en servicio de las instalaciones eléctricas, dentro de los plazos previstos en la citada disposición legal. Endesa Chile, allanándose a los cargos, procedió a pagar íntegramente la multa impuesta. **Terminada y pagada.**

- Durante el primer trimestre de 2013, Endesa Chile, fue notificada de 3 resoluciones del SEREMI de Salud, de la Región del Maule N°s 1057, 085 y 970, las que resolviendo los sumarios sanitarios Rit: N°s 355/2011, 354/2011 y 356/2011 respectivamente, aplican una sanción de 20 UTM cada una, por las siguientes infracciones: Resolución N° 1057, sanciona infracción sanitaria al Decreto 594 de 1999, Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básica en los lugares de Trabajo, específicamente, en las instalaciones de la Central Cipreses, dicha sanción se encuentra íntegramente pagada. Resolución N° 085, sanciona el

incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno SIEMENS-SCHUKERTWERKE A6 de 20,8 Kw de potencia, ubicado en la instalación Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución, se encuentra actualmente impugnada. Resolución N° 970, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno CONEX de 34 Kw, ubicado en la instalación denominada Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución se encuentra actualmente impugnada. Total 60 UTM, equivalentes a M\$ 2.626.

- En el mes de septiembre de 2013, Endesa fue notificada del ORD N° 603 de la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que inicia el procedimiento sancionatorio y formula cargos en contra de Endesa, Titular del Proyecto Ampliación Central Bocamina Segunda Unidad, por una serie de infracciones a la normativa ambiental e instrumento de regulación ambiental (RCA). El procedimiento sancionatorio, tiene como antecedente la inspección realizada por personal de la SMA efectuada los días 13 y 14 de febrero, y 19, 26 y 27 de marzo de 2013, a las instalaciones de la Central termoeléctrica Bocamina, dicha autoridad constató una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 ("RCA N° 206/2007), aclarada por las Resoluciones Exentas N° 229, de 21 de agosto de 2007 (RCA N° 229/2007) y N° 285, de 8 de octubre de 2007 (RCA N° 285/2007), que califican ambientalmente al proyecto en comento. Las infracciones objeto de la formulación de cargos consisten principalmente en : (i) No contar con un canal de descarga del sistema de refrigeración, que penetre en el mar 30 metros desde el borde de la playa; (ii) No tener operativo el Desulfurizador de Bocamina I; (iii) No remitir la información solicitada por el funcionario de la Superintendencia, relativa a los registros históricos de reporte de emisiones en línea (CEMs) desde el inicio de la operación hasta la fecha; (iv) Superar el límite CO para Bocamina I impuesto en la RCA de Bocamina II durante el mes de enero 2013; (v) El cierre acústico perimetral de Bocamina I presenta fallas y aperturas entre paneles; (vi) Emitir ruidos por encima de lo establecido en la normativa; (vii) No contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central.

Endesa presentó dentro de plazo, un programa de cumplimiento, el que fue rechazado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la SMA reformuló los cargos cursados agregando dos nuevos a los ya efectuados (Incumplimiento de la RCA N° 206/2007, considerada como infracción grave y, no cumplir con el requerimiento de información efectuado en Ord. UIPS N° 603, que formula cargos, considerada como infracción grave.

Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8.640,4 UTA (aprox. M\$ 4.537.247). En su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que, con fecha 27.03.2015 el Tribunal dictó sentencia que anula parcialmente la sanción impuesta por la Superintendencia de Medio Ambiente, ordenándole considerar las agravantes acreditadas en relación al cálculo de la multa impuesta. En contra de dicha resolución, las partes presentaron recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, la que finalmente desechó el recurso de Endesa, confirmando la multa impuesta por la SMA. **Multa pagada.**

- Producto del accidente laboral de uno de los trabajadores del contratista Metalcav, verificado con fecha 12 de junio de 2014, en las Obras de Bocamina II, la inspección del trabajo de la región del Biobío, resolvió imponer una multa de M \$2.523 a Endesa por sus infracciones a sus deberes como empresa mandante. **Terminada y pagada**

- Con fecha 20 de mayo de 2014, la Corte de Apelaciones de Valparaíso, confirmó la multa impuesta por el Juzgado de Policía Local de Quintero, que acogiendo una denuncia de la CONAF sanciona a Endesa con M\$ 2.646, por la corta de especies arbóreas sin contra previamente con un plan de manejo forestal aprobado por CONAF, realizada en el predio "Valle Alegre, Parcela 22, sitio 3 de la comuna de Quintero, hecho con la finalidad de despejar tendido eléctrico de alta tensión existente en el lugar. Multa pagada en el tribunal competente. **Terminada y pagada.**

- Con fecha 23 de junio de 2014, la SISS (Superintendencia Servicios Sanitarios) impuso una multa por 13 UTA (aprox. M\$ 6.599) a Endesa, por las infracciones en que incurre el funcionamiento de la Central San Isidro II, por cuanto ésta unidad térmica descargó residuos líquidos, de su proceso de enfriamiento, con valores superiores a los permitidos en la norma de emisión vigente D.S. 90. Concentración de sulfatos. **Terminada y pagada**

- En el mes de julio de 2014 la Dirección del Trabajo de Coronel multó a Endesa por una serie de infracciones a la legislación laboral relativa a funcionarios que prestan servicios en dependencias de la Central Bocamina. Las infracciones sancionadas son: i) Exceder el máximo de 2 horas extraordinarias por día; ii) no otorgar descanso los días domingos; iii) llevar incorrectamente el registro de asistencias; iv) exceder el máximo de 10 horas de jornada de trabajo. La multa impuesta por cada una de las infracciones detectadas alcanzó la suma total de \$10.122.720, suma que la compañía pagó íntegramente. **Terminada y pagada.**

- Por resolución de la Inspección del Trabajo N° 1209/15/16, se impuso a Endesa una multa de \$2.594.400.- por no dar cumplimiento a las resoluciones DT que autorizan una distribución excepcional de la jornada de trabajo. **Multa pagada.**

- Por Resolución del SEREMI de Salud del Biobío N° 158s3890, de 25 de septiembre de 2015, se impuso a Endesa una multa de 500 UTM (aprox. M\$ 22.122), por la supuesta infracción consistente en no fiscalizar la entrega de materiales de seguridad para el retiro de asbesto, en forma personal a cada trabajador, y no en charlas grupales. El reproche no tiene sustento en ninguna disposición legal, razón por la cual Endesa presentó recurso de reposición administrativa, el que a la fecha se encuentra pendiente de resolución.

2.- Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

- Con fecha 2 de octubre de 2013 la Superintendencia de Valores y Seguros, aplicó sanción de multa a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General, por supuestas infracciones al artículo N°54 de la Ley 18.046, "sobre el derecho de todo accionista para examinar, durante los 15 días anteriores a una junta ordinaria de accionistas, la memoria, balance, inventario, actas, libros e informes de los auditores externos de una sociedad", resolviendo lo siguiente:

Aplíquese a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General señor Lucio Castro Márquez, la sanción de Multa ascendente a U.F. 150, cada uno, por infracción a lo dispuesto en los artículos N°54 de la Ley N°18.046 y al artículo N°61 del Reglamento de Sociedades Anónimas vigente a la época de los hechos sancionados.

La sanción se aplicó como consecuencia de una denuncia efectuada por Inversiones Tricahue S.A. en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., basada en el hecho que el día 24 de abril de 2012, se constituyó el Gerente de la denunciante en las oficinas de Pehuenche, para examinar los libros de actas del directorio de la sociedad, y manifiesta que le impusieron como condición previa firmar una carta de confidencialidad e indemnidad a favor de Pehuenche, lo que estima ilegal y arbitrario.

Con fecha 24 de agosto de 2012, la denunciante Inversiones Trichahue S.A., había retirado la denuncia formulada en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A..

A su vez, la Compañía y su Gerente General, respectivamente, ejercieron la acción del artículo N°30, del Decreto Ley N°3.538, en forma y plazo, reclamando ante la Justicia Ordinaria en contra de la resolución de la SVS, para obtener su revocación.

Finalmente, con fecha 20 de mayo de 2014, el Tribunal conociendo del reclamo interpuesto, dictó sentencia que revoca la sanción aplicada, por carecer ésta de fundamentos. **Terminada.**

3.- Chilectra S.A.

- Durante el ejercicio 2013, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 7 multas por un monto de M\$ 227.507.

- Durante el ejercicio 2014, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 8 multas por un monto de M\$ 459.453.

- Al cuarto trimestre de 2015 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha impuesto 5 sanciones a Chilectra S.A. por los siguientes montos: (i) M\$ 778.320.-; (ii) M\$ 1.327.-; (iii) M\$1.769.720.-; (iv) M\$797.007.-; y (v) M\$ 1.600.893.- Dichas sanciones han sido reclamado ante la autoridad y los tribunales de justicia.

La sociedad y su Directorio no han sido objeto de otras sanciones por parte de la SVS, ni por otras autoridades administrativas.

39. Medio Ambiente

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente
EMGESA	Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo	Manejo ambiental construcción Central el Quimbo
	Manejo ambiental HIDRA	Plan manejo ambiental centrales
EDEGEL	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación
	Gestión de residuos	
		Manejo de residuos peligrosos
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales
	Mitigaciones y restauraciones	
	Compensaciones por impactos	Protección y recuperación del suelo y agua
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales
	Paisajismo y áreas verdes	
		Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación
	Gestión de residuos	
	Estudios ambientales	Manejo de residuos peligrosos
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales
EDESUR	Material contaminante	
	Recuperación trafos	Manipuleo de material contaminante
	Recuperación trafos	Proyecto inversión en medio ambiente
CODENSA	Desmantelamiento pcbs	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCbs
	Nueva esperanza rescate arqueológico	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza
	Nueva esperanza compensación ambiental	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera años a.c, en la ubicación donde se construyó la subestación de Nueva Esperanza.
Total		

Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31/12/2015 M\$					31/12/2014 M\$	
	Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
En proceso	135.659	135.659	-	-	-	135.659	-
En proceso	45.987.062	45.987.062	-	72.259.750	31/12/20	118.246.812	45.490.454
Terminado	100.570	-	100.570	-	31/12/2015	100.570	76.405
Terminado	205.882	-	205.882	-	31/12/2015	205.882	156.570
Terminado	189.528	-	189.528	-	31/12/2015	189.528	206.909
Terminado	21.373	-	21.373	-	31/12/2015	21.373	16.722
Terminado	2.549	-	2.549	-	31/12/2015	2.549	8.045
Terminado	144.590	-	144.590	-	31/12/2015	144.590	6.823
Terminado	71.560	-	71.560	-	31/12/2015	71.560	5.974
Terminado	8.487	-	8.487	-	31/12/2015	8.487	5.935
Terminado	277.223	-	277.223	-	31/12/2015	277.223	239.904
Terminado	34.960	-	34.960	-	31/12/2015	34.960	31.460
Terminado	19.703	-	19.703	-	31/12/2015	19.703	5.229
En proceso	44.281	-	44.281	-	-	44.281	18.018
En proceso	30.005	30.005	-	-	-	30.005	-
En proceso	489.659	489.659	-	-	-	489.659	811.655
Terminado	458.328	458.328	-	-	31/12/2015	458.328	1.933.259
En proceso	432.514	432.514	-	-	-	432.514	-
	48.653.933	47.533.227	1.120.706	72.259.750		120.913.683	49.013.362

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente
EMGESA	Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo	Manejo ambiental construcción Central el Quimbo
	Manejo ambiental HIDRA	Plan manejo ambiental centrales
EDEGEL	Monitoreos ambientales	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales
	Gestión de Residuos	Manejo residuos peligrosos
	Estudios ambientales	Estudios Sobre aspectos ambientales
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación de suelo y agua
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor
	Actividades de prevención	Protección de la Biodiversidad del medio ambiente, tratamiento aguas residuales
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes
EDESUR	Manipuleo de material contaminante	Manipuleo de material contaminante
CODENSA	Desmantelamiento PCBS	Desmantelamientos con transformadores con residuos PCB
	Nueva esperanza rescate arqueológico	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera años a.c, en la ubicación donde se contruira la subetacion de Nueva Esperanza.
Total		

Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31/12/2014 (Reexpresado) M\$					31/12/2013 (Reexpresado) M\$		
	Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto Gasto	Monto desembolso periodo anterior
En proceso	38.445.602	38.445.602	-	7.044.852	31/12/2015	45.490.454	-	12.470.683
En proceso	389.008	389.008	-	-	-	389.008	-	-
Terminado	156.570	-	156.570	-	31/12/2014	156.570	74.967	74.967
Terminado	206.909	-	206.909	-	31/12/2014	206.909	160.183	160.183
Terminado	16.722	-	16.722	-	31/12/2014	16.722	56.975	56.975
Terminado	8.045	-	8.045	-	31/12/2014	8.045	-	-
Terminado	6.823	-	6.823	-	31/12/2014	6.823	-	-
Terminado	177.830	-	177.830	-	31/12/2014	177.830	-	-
Terminado	76.405	-	76.405	-	31/12/2014	76.405	125.841	125.841
Terminado	5.974	-	5.974	-	31/12/2014	5.974	-	91.879
Terminado	5.935	-	5.935	-	31/12/2014	5.935	-	-
Terminado	239.904	-	239.904	-	31/12/2014	239.904	-	54.855
Terminado	31.460	-	31.460	-	31/12/2014	31.460	-	117.212
Terminado	5.229	-	5.229	-	31/12/2014	5.229	-	41.691
Terminado	4.398	-	4.398	-	31/12/2014	4.398	-	-
Terminado	49.390	-	49.390	-	31/12/2014	49.390	-	-
En proceso	18.018	-	18.018	-	-	18.018	-	-
En proceso	811.655	-	811.655	-	-	811.655	-	701.236
En proceso	1.933.259	1.933.259	-	-	-	1.933.259	-	-
	42.589.136	40.767.869	1.821.267	7.044.852		49.633.988	417.966	13.895.522

40. Información financiera resumida de filiales

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales al 31 de diciembre de 2015 y 2014, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera e instrucciones de la Superintendencia de Valores y Seguros:

31/12/2015								
	Estados financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Patrimonio M\$	Total de Patrimonio y Pasivos M\$
Operaciones Continuas:								
Inversiones Distrilima S.A.	Separado	18.246.316	50.156.404	68.402.720	325.792	-	68.076.928	68.402.720
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Separado	98.125.347	675.858.105	773.983.452	192.215.161	269.823.997	311.944.294	773.983.452
Endesa Argentina S.A.	Separado	1.814.204	32.328.045	34.142.249	616.318	-	33.525.931	34.142.249
Central Costanera S.A.	Separado	27.559.412	142.918.106	170.477.518	102.001.988	53.611.202	14.864.328	170.477.518
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Separado	44.240.854	240.460.115	284.700.969	71.433.902	63.908.193	149.358.874	284.700.969
Emgesa S.A. E.S.P.	Separado	172.918.511	1.803.546.987	1.976.465.498	349.736.334	831.187.906	795.541.258	1.976.465.498
Generandes Perú S.A.	Separado	1.945.582	225.170.087	227.115.669	1.364.513	-	225.751.156	227.115.669
Edegel S.A.A.	Separado	111.421.412	723.995.979	835.417.391	117.775.269	188.814.672	528.827.450	835.417.391
Chinango S.A.C.	Separado	7.647.526	112.688.111	120.335.637	8.369.365	40.621.719	71.344.553	120.335.637
Enel Brasil S.A.	Separado	110.127.302	736.398.772	846.526.074	51.310.987	15.859.063	779.356.024	846.526.074
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	36.820.903	114.401.115	151.222.018	35.746.585	638.562	114.836.871	151.222.018
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	Separado	43.483.356	77.906.552	121.389.908	33.306.336	3.370.881	84.712.691	121.389.908
Compañía de Interconexión Energética S.A.	Separado	29.310.056	185.030.817	214.340.873	57.239.098	30.170.820	126.930.955	214.340.873
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	13.944.906	934.689	14.879.595	10.880.864	17.896.009	(13.897.278)	14.879.595
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Separado	267.538.669	569.364.164	836.902.833	219.528.371	223.842.286	393.532.176	836.902.833
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	Separado	2.673.792	1.448.487	4.122.279	3.234.058	-	888.221	4.122.279
Ampla Energía E Servicios S.A.	Separado	385.803.702	1.016.536.280	1.402.339.982	333.276.269	608.907.379	460.156.334	1.402.339.982
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	207.553.184	841.585.897	1.049.139.081	247.749.853	281.940.697	519.448.531	1.049.139.081
Inversora Codensa S.A.	Separado	491	63	554	3	-	551	554
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	191.441.460	443.412.232	634.853.692	431.630.045	174.966.573	28.257.074	634.853.692
Generalima, S.A.C.	Separado	5.697.317	50.472.490	56.169.807	20.328.170	8.150.819	27.690.818	56.169.807
Endesa Camsa, S.A.	Separado	22.954.619	91.195	23.045.814	21.098.368	-	1.947.446	23.045.814
Grupo Dock Sud, S.A.	Consolidado	46.722.732	126.188.103	172.910.835	25.736.485	67.304.445	79.869.905	172.910.835
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	54.357.844	81.815.037	136.172.881	19.831.659	47.845.465	68.495.757	136.172.881
Grupo Distrilima	Consolidado	116.371.663	675.858.105	792.229.768	192.540.953	269.823.997	329.864.818	792.229.768
Grupo Enel Brasil	Consolidado	796.102.019	1.994.170.372	2.790.272.391	653.756.270	725.006.817	1.411.509.304	2.790.272.391
Grupo Generandes Perú	Consolidado	120.047.319	808.405.916	928.453.235	126.541.945	229.436.392	572.474.898	928.453.235
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	73.348.681	385.562.798	458.911.479	173.663.474	115.955.351	169.292.654	458.911.479
Operaciones Discontinuas:								
Chilectra S.A.	Consolidado	764.264.413	766.740.395	1.531.004.808	363.516.173	54.831.044	1.112.657.591	1.531.004.808
Grupo Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Consolidado	54.816.036	11.561.339	66.377.375	5.586.878	1.305.133	59.485.364	66.377.375
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Separado	563.422.232	3.601.559.005	4.164.981.237	807.918.132	1.027.287.096	2.329.776.009	4.164.981.237
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Separado	63.745.589	201.366.300	265.111.889	64.820.897	51.972.920	148.318.072	265.111.889
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Separado	82.875.363	509.275.829	592.151.192	115.138.485	44.379.433	432.633.274	592.151.192
Grupo Endesa Chile	Consolidado	4.412.561.440	2.866.208.895	7.278.770.335	2.527.875.495	1.207.004.760	3.543.890.080	7.278.770.335
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	245.456.212	207.236.190	452.692.402	24.048.629	49.959.438	378.684.335	452.692.402
31/12/2014								

Ingresos Ordinarios M\$	Materias primas y consumibles utilizados M\$	Margen de Contribución M\$	Resultado Bruto de explotación M\$	Resultado de explotación M\$	Resultado Financiero M\$	Resultado antes de impuesto M\$	Impuesto sobre la sociedad M\$	Ganacia (Perdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral total M\$
-	-	-	(5.028)	(5.028)	959.095	21.003.199	(266.930)	20.736.269	1.311.144	22.047.413
562.046.426	(379.015.102)	183.031.324	138.377.938	107.705.092	(16.772.560)	91.535.126	(27.924.718)	63.610.408	6.877.338	70.487.746
-	-	-	(64.074)	(64.074)	1.023.419	959.344	(336.372)	622.972	(10.352.540)	(9.729.568)
100.856.664	(4.598.130)	96.258.534	41.604.328	20.372.179	(24.944.190)	(4.012.455)	3.013.645	(998.809)	(4.729.767)	(5.728.576)
40.004.655	(4.574.336)	35.430.318	28.820.101	27.009.175	141.308.348	169.850.815	(59.047.935)	110.802.880	(44.667.506)	66.135.374
778.768.426	(321.664.855)	457.103.571	412.046.148	372.828.429	(39.872.136)	332.845.961	(120.949.697)	211.896.264	(91.252.276)	120.643.988
-	-	-	(32.396)	(32.396)	172.406	42.094.142	(50.002)	42.044.140	4.890.902	46.935.042
343.761.564	(143.234.611)	200.526.954	164.344.988	116.593.374	(9.260.148)	122.550.483	(31.389.446)	91.161.037	4.059.334	95.220.371
39.114.967	(8.235.270)	30.879.697	26.280.972	23.095.212	(1.057.861)	22.037.351	(6.827.262)	15.210.089	(708.295)	14.501.794
-	-	-	(21.299.668)	(21.417.232)	26.840.323	122.982.000	(8.959.080)	114.022.920	(194.845.796)	(80.822.876)
159.051.928	(111.228.593)	47.823.335	40.544.633	34.866.986	3.245.644	38.112.630	(13.299.903)	24.812.727	(26.130.490)	(1.317.763)
91.563.206	(17.395.858)	74.167.348	66.975.312	61.972.753	3.514.857	65.487.610	(22.519.731)	42.967.879	(13.348.590)	29.619.289
55.533.872	(3.125.790)	52.408.082	45.152.292	34.319.511	15.559.865	49.879.376	(17.387.165)	32.492.212	(27.600.284)	4.891.928
1.644.146	-	1.644.146	922.095	770.315	(17.579.292)	(16.801.955)	(998.283)	(17.800.238)	4.199.017	(13.601.221)
810.184.252	(581.689.470)	228.494.783	136.443.771	100.911.453	(12.650.857)	85.012.938	(12.997.078)	72.015.860	(97.029.555)	(25.013.695)
5.603.633	(3.041.559)	2.562.075	(614.126)	(782.696)	136.846	(645.850)	(735.808)	(1.381.657)	(163.062)	(1.544.719)
1.026.680.070	(804.701.402)	221.978.668	93.688.470	26.422.575	(35.938.130)	(13.026.593)	2.147.615	(10.878.978)	(139.016.506)	(149.895.484)
884.467.266	(500.570.712)	383.896.554	295.143.439	235.587.544	(27.459.741)	207.999.316	(84.883.205)	123.116.111	(61.679.252)	61.436.859
-	-	-	(189)	(189)	-	(189)	(8)	(198)	(91)	(289)
607.344.916	(157.387.237)	449.957.679	119.294.227	103.775.386	(3.942.519)	99.980.518	(463.471)	99.517.047	(8.266.492)	91.250.555
-	-	-	(375.459)	(376.682)	(2.233.357)	(412.473)	(285.187)	(697.659)	727.779	30.120
2.269.586	(1.017.940)	1.251.646	(1.206.493)	(1.255.814)	897.816	(357.998)	(1.466.245)	(1.824.243)	(626.380)	(2.450.623)
69.962.810	(43.265.695)	26.697.115	14.806.741	3.309.477	53.770.197	57.229.446	(18.102.752)	39.126.694	(24.156.874)	14.969.820
58.092.640	(26.124.119)	31.968.521	23.168.206	17.663.200	(5.755.667)	12.013.784	(4.166.389)	7.847.394	720.031	8.567.425
562.046.426	(379.015.102)	183.031.324	138.372.910	107.700.064	(15.813.466)	92.489.193	(28.191.648)	64.297.545	7.349.620	71.647.165
2.016.488.833	(1.385.921.254)	630.567.580	363.360.618	238.408.123	(36.592.248)	195.064.201	(76.715.148)	118.349.053	(370.529.946)	(252.180.893)
382.452.709	(151.046.058)	231.406.651	190.593.564	139.656.190	(10.145.603)	133.321.519	(38.266.710)	95.054.809	(9.131.696)	85.923.113
140.398.933	(9.172.466)	131.226.467	70.334.513	47.291.438	117.190.764	165.754.140	(56.407.124)	109.347.016	(50.970.094)	58.376.922
1.257.732.164	(983.732.902)	273.999.262	185.114.892	149.293.693	12.669.568	176.628.861	(36.956.051)	188.750.734	(111.222.756)	77.527.978
8.660.778	-	8.660.778	(397.888)	(511.775)	2.260.216	6.041.979	(765.180)	5.276.799	(76.578)	5.200.221
1.407.824.978	(1.061.507.980)	346.316.998	225.230.207	143.639.730	(126.334.330)	246.255.963	(32.834.204)	213.421.760	(92.076.119)	121.345.641
193.189.705	(28.569.912)	164.619.793	159.244.283	150.615.199	2.049.116	152.664.315	(34.647.895)	118.016.421	33.526	118.049.947
230.852.534	(139.555.849)	91.296.685	73.665.446	64.306.244	24.323.943	88.341.669	(18.079.279)	70.262.390	(624)	70.261.766
1.543.810.316	(880.891.223)	662.919.093	516.860.724	401.818.817	(114.252.182)	300.487.081	(76.655.819)	635.020.813	(347.578.686)	287.442.127
183.015.183	(110.330.364)	72.684.819	57.943.644	46.360.426	10.304.578	56.660.371	(10.444.811)	46.215.560	(3.059.806)	43.155.754

	Estados financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Patrimonio M\$	Total de Patrimonio y Pasivos M\$
Operaciones Continuas:								
Inversiones Distrilima S.A.	Separado	15.272.519	48.854.638	64.127.157	76.273	-	64.050.884	64.127.157
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Separado	127.665.327	587.886.652	715.551.979	164.991.090	271.208.225	279.352.664	715.551.979
Endesa Argentina S.A.	Separado	1.924.047	42.081.267	44.005.314	749.815	-	43.255.499	44.005.314
Central Costanera S.A.	Separado	31.868.372	154.649.134	186.517.506	108.956.607	56.967.994	20.592.905	186.517.506
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Separado	22.930.536	137.891.546	160.822.082	31.540.350	46.058.232	83.223.500	160.822.082
Emgesa S.A. E.S.P.	Separado	329.672.209	1.782.307.979	2.111.980.188	500.414.812	883.041.284	728.524.092	2.111.980.188
Generandes Perú S.A.	Separado	3.473.185	219.325.990	222.799.175	3.148.425	-	219.650.750	222.799.175
Edegel S.A.A.	Separado	110.164.628	720.449.664	830.614.292	85.724.692	235.667.176	509.222.424	830.614.292
Chinango S.A.C.	Separado	8.439.096	111.912.667	120.351.763	7.433.439	39.382.244	73.536.080	120.351.763
Enel Brasil S.A.	Separado	198.803.856	728.752.116	927.555.972	6.224.235	18.531.060	902.800.677	927.555.972
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	87.327.393	134.284.880	221.612.273	63.772.100	746.476	157.093.697	221.612.273
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	Separado	47.664.376	100.003.024	147.667.400	37.718.853	1.171.987	108.776.560	147.667.400
Compañía de Interconexión Energética S.A.	Separado	44.361.955	230.817.235	275.179.190	107.201.716	6.527.878	161.449.596	275.179.190
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	15.584.323	2.421.427	18.005.750	10.519.818	18.458.001	(10.972.069)	18.005.750
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Separado	268.129.640	669.313.258	937.442.898	167.577.487	341.179.908	428.685.503	937.442.898
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	Separado	6.136.466	1.893.079	8.029.545	5.162.409	2.266.733	600.403	8.029.545
Ampla Energia E Serviços S.A.	Separado	320.891.004	1.104.657.097	1.425.548.101	215.091.583	589.157.241	621.299.277	1.425.548.101
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	254.295.501	922.713.629	1.177.009.130	337.839.513	358.873.769	480.295.848	1.177.009.130
Inversora Codensa S.A.	Separado	853	72	925	86	-	839	925
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	409.109.176	405.106.897	814.216.073	739.412.769	137.796.785	(62.993.481)	814.216.073
Generalima, S.A.C.	Separado	5.388.518	47.434.910	52.823.428	18.110.685	7.052.044	27.660.699	52.823.428
Endesa Camsa, S.A.	Separado	28.225.495	873.712	29.099.207	24.701.137	-	4.398.070	29.099.207
Inversora Dock Sud, S.A.	Separado	27.292.922	72.509.102	99.802.024	19.318.481	15.583.458	64.900.085	99.802.024
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	43.338.830	80.059.964	123.398.794	13.222.522	47.895.051	62.281.221	123.398.794
Grupo Distrilima	Consolidado	142.931.833	587.886.652	730.818.485	165.061.351	271.208.225	294.548.909	730.818.485
Grupo Enel Brasil	Consolidado	854.733.662	2.303.015.000	3.157.748.662	481.334.130	959.822.163	1.716.592.369	3.157.748.662
Grupo Generandes Perú	Consolidado	121.446.538	816.077.565	937.524.103	95.676.185	275.049.420	566.798.498	937.524.103
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	56.074.841	297.050.238	353.125.079	140.459.888	101.749.459	110.915.732	353.125.079
Operaciones Discontinuas:								
Chilectra S.A.	Consolidado	300.765.618	1.240.468.967	1.541.234.585	244.981.389	72.612.724	1.223.640.472	1.541.234.585
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	Consolidado	47.631.734	12.103.210	59.734.944	3.605.662	526.608	55.602.674	59.734.944
ICT Servicios Informáticos Ltda.	Separado	2.214.084	555.542	2.769.626	3.005.476	1.069.158	(1.305.008)	2.769.626
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Separado	560.876.230	3.507.579.867	4.068.456.097	773.846.300	917.950.372	2.376.659.425	4.068.456.097
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Separado	75.414.557	209.069.274	284.483.831	59.142.217	53.952.811	171.388.803	284.483.831
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Separado	77.067.775	450.573.978	527.641.753	110.849.007	30.918.614	385.874.132	527.641.753
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Separado	19.183.735	7.107.942	26.291.677	3.709.123	1.789.703	20.792.851	26.291.677
Grupo Endesa Chile	Consolidado	1.038.057.559	6.199.614.342	7.237.671.901	1.392.737.593	2.321.047.965	3.523.886.343	7.237.671.901
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	197.276.197	216.893.717	414.169.914	29.892.670	48.748.663	335.528.581	414.169.914

Ingresos Ordinarios M\$	Materias primas y consumibles utilizados M\$	Margen de Contribución M\$	Resultado Bruto de explotación M\$	Resultado de explotación M\$	Resultado Financiero M\$	Resultado antes de impuesto M\$	Impuesto sobre la sociedad M\$	Ganacia (Perdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral total M\$
-	-	-	(12.705)	(12.705)	1.212.945	18.308.552	(361.797)	17.946.755	2.959.092	20.905.847
478.699.891	(315.115.521)	163.584.370	119.243.469	90.986.079	(11.494.112)	79.523.877	(19.790.239)	59.733.639	13.438.385	73.172.024
-	-	-	(57.903)	(57.903)	588.091	530.188	(189.589)	340.599	(5.299.756)	(4.959.157)
75.193.639	(6.777.139)	68.416.500	29.619.143	13.701.504	46.699.311	60.497.602	(14.964.948)	45.532.654	3.989.198	49.521.852
30.173.576	(8.427.057)	21.746.518	16.090.917	14.338.493	2.101.221	16.965.869	(5.929.047)	11.036.822	(8.763.212)	2.273.610
753.385.348	(220.460.069)	532.925.279	494.084.840	449.490.365	(34.591.411)	414.973.137	(126.151.739)	288.821.398	(73.145.883)	215.675.515
-	-	-	(116.329)	(116.329)	2.240	46.503.610	-	46.503.610	12.303.680	58.807.290
319.346.826	(127.881.082)	191.465.744	161.105.457	121.654.584	(6.281.794)	131.544.215	(25.404.816)	106.139.399	23.688.400	129.827.799
34.656.130	(6.061.046)	28.595.084	23.773.307	19.619.464	(987.683)	18.631.781	(3.620.360)	15.011.421	3.041.428	18.052.849
-	-	-	(10.160.775)	(10.314.474)	27.502.175	188.852.384	(24.686.207)	164.166.176	17.806.175	181.972.351
210.793.165	(158.318.428)	52.474.737	43.685.496	36.994.098	(427.163)	36.566.936	(12.676.193)	23.890.743	3.336.545	27.227.288
158.965.069	(72.988.916)	85.976.152	78.633.209	71.852.510	6.953.799	78.806.309	(7.617.686)	71.188.623	(212.540)	70.976.083
67.700.328	(3.343.111)	64.357.217	54.518.387	40.083.633	13.131.369	53.215.002	(19.092.627)	34.122.374	2.426.463	36.548.837
1.622.003	-	1.622.003	1.169.376	1.017.867	(10.464.633)	(9.446.765)	(718.950)	(10.165.715)	238.183	(9.927.532)
876.944.301	(606.422.198)	270.522.103	171.230.201	117.379.884	(68.220.958)	49.158.926	8.091.449	57.250.375	6.084.384	63.334.759
5.537.295	(2.649.496)	2.887.799	611.350	508.118	262.046	770.164	(754.491)	15.673	56.856	72.529
1.092.281.884	(707.301.383)	384.980.502	257.576.731	183.845.670	(106.657.268)	77.188.402	(26.650.546)	50.537.856	6.281.883	56.819.739
982.770.698	(547.593.754)	435.176.944	336.375.500	261.975.074	(26.624.088)	235.397.500	(82.240.147)	153.157.353	(49.593.528)	103.563.825
-	-	-	(49)	(49)	-	(49)	(8)	(57)	(54)	(111)
371.411.786	(161.995.239)	209.416.546	(37.897.127)	(51.229.198)	(38.408.033)	(89.602.510)	3.792.056	(85.810.453)	(5.608.787)	(91.419.240)
-	-	-	(1.029.910)	(1.031.105)	(1.029.672)	(1.157.449)	-	(1.157.449)	2.137.860	980.411
1.280.939	(203.349)	1.077.590	(803.614)	(834.067)	456.221	(377.846)	36.614	(341.232)	(594.259)	(935.491)
61.606.091	(34.976.794)	26.629.297	15.187.192	9.464.772	(27.337.694)	(17.833.553)	(6.292.935)	(24.126.488)	6.343.207	(17.783.281)
50.848.925	(20.916.046)	29.932.879	23.494.631	17.583.296	(5.339.890)	12.252.291	(3.166.090)	9.086.201	4.030.841	13.117.042
478.694.847	(315.115.521)	163.579.326	119.230.764	90.973.374	(10.281.167)	80.724.117	(20.152.036)	60.572.081	14.254.102	74.826.183
2.269.559.959	(1.405.383.543)	864.176.416	598.417.264	442.290.345	(145.647.045)	296.643.299	(85.139.697)	211.503.603	23.085.739	234.589.342
353.794.700	(133.734.610)	220.060.090	184.762.435	141.157.719	(7.267.237)	140.375.290	(29.025.176)	111.350.114	23.873.097	135.223.211
105.265.323	(15.204.196)	90.061.127	45.630.444	27.960.381	49.186.700	77.616.469	(21.104.876)	56.511.593	(5.660.609)	50.850.984
1.127.892.544	(855.757.751)	272.134.792	181.011.575	152.857.560	5.623.543	186.967.506	(36.244.349)	150.723.157	(3.602.592)	147.120.565
12.596.339	(2.146.800)	10.449.539	5.567.964	5.359.685	587.792	27.044.615	(3.029.840)	24.014.775	(39.600)	23.975.175
4.978.226	-	4.978.226	(1.498.309)	(1.541.569)	68.519	(1.473.050)	105.583	(1.367.466)	(162.551)	(1.530.017)
1.180.478.031	(1.062.428.719)	118.049.313	17.064.677	(135.048.532)	(83.048.732)	164.538.279	5.198.626	169.736.906	(101.261.071)	68.475.835
227.886.302	(34.362.209)	193.524.093	188.824.599	180.521.784	955.150	181.476.935	(38.314.654)	143.162.280	(51.043)	143.111.237
318.959.142	(196.105.061)	122.854.082	107.687.954	91.702.959	18.891.133	110.594.093	(20.693.726)	89.900.366	(604)	89.899.762
10.484.435	(3.751)	10.480.684	9.152.206	6.547.832	82.925	6.630.757	(800.038)	5.830.719	(12.156)	5.818.563
2.446.534.314	(1.119.458.198)	1.327.076.115	1.094.981.140	875.320.583	(68.781.874)	857.125.255	(238.152.509)	618.972.747	(103.941.898)	515.030.849
179.474.707	(99.313.387)	80.161.320	59.020.205	46.178.851	(4.406.559)	41.772.291	(12.407.764)	29.364.528	51.288.697	80.653.225

41. Hechos Posteriores

Enersis Américas

– Con fecha 29 de enero de 2016, en cumplimiento de lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. celebrada el pasado 18 de diciembre de 2015, (en adelante, la “Junta”), el Directorio de Enersis S.A. tomó conocimiento de la circunstancia de haberse cumplido la condición suspensiva a que se hallaba sujeta la división de Enersis y que, en consecuencia, dispuso el otorgamiento con fecha 29 de Enero de 2016 de la escritura pública que declara cumplida la referida condición suspensiva, denominada “Escritura de Cumplimiento de Condición de División de Enersis”.

En consecuencia y de conformidad a lo aprobado por la mencionada Junta, la división de Enersis S.A. tuvo efecto a partir del lunes 1 de febrero de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Enersis Chile S.A. (en adelante “Enersis Chile”) comenzó a existir y se verificó la disminución de capital y demás reformas estatutarias de la actual Enersis S.A., la que pasa a denominarse “Enersis Américas S.A.”.

Se hace presente que, según fue acordado por la mencionada Junta, el Directorio de Enersis Chile procederá oportunamente a solicitar la inscripción de Enersis Chile y sus respectivas acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y en las bolsas de valores en las cuales se transan las acciones de la actual Enersis S.A.. La distribución y entrega material de las acciones emitidas por Enersis Chile se efectuará en la fecha que resuelva el Directorio de Enersis Chile, una vez materializada la inscripción de la misma y sus acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y bolsas de valores del país y cumplidos los requerimientos legales y normativos al efecto.

Endesa

– Con fecha 8 de Enero de 2016, Endesa Chile informó en carácter de hecho esencial que finalizó la ocupación ilegal que, hasta esa fecha, tres personas realizaban sobre la primera torre de alta tensión que soporta los circuitos de 154 kv y 220 Kv, de propiedad de Transelec, que sirve a la central Bocamina, permitiendo la vuelta de la operación de la planta Bocamina en las horas siguientes, y que los efectos financieros que Endesa Chile ha debido soportar, con ocasión de los cortes de la transmisión de energía eléctrica de que fue objeto de esa ocupación ilegal, ascienden a la suma de US\$3.8 millones como pérdida de margen de contribución entre los días 23 de Noviembre de 2015 y 7 de Enero de 2016.

A nivel del sistema eléctrico, esta situación impacta al alza en los costos globales de suministro de la demanda, provocando un aumento de los precios spot y el uso anticipado de reservas hidroeléctricas, que en los próximos meses no estarán disponibles.

– Con fecha 29 de Enero de 2016, Endesa Chile informó en carácter de hecho esencial que con fecha 28 de enero de 2016, en cumplimiento de lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Chile celebrada el pasado 18 de diciembre de 2015 (en adelante, la “Junta”), el Directorio de Endesa Chile, ha tomado conocimiento de la circunstancia de haberse cumplido la condición suspensiva a que se hallaba sujeta la división de Endesa Chile y que, en consecuencia, ha dispuesto el otorgamiento con esta misma fecha de la escritura pública que declara cumplida la referida condición suspensiva, denominada “Escritura de Cumplimiento de Condición de División de Empresa Nacional de Electricidad S.A.”.

En consecuencia, y de conformidad a lo aprobado por la mencionada Junta, la división de Endesa Chile tuvo efecto a partir del lunes 1° de febrero de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Endesa Américas S.A. comenzó a existir, se verificó la disminución de capital y las demás reformas estatutarias de Endesa Chile.

Adicionalmente, producto de la materialización de la división de Endesa Chile, en dicha fecha se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de 577 millones de Nuevos Soles Peruanos, aproximadamente (M\$ 120.299.000, aproximadamente). Este impuesto, que se pagará durante el mes de marzo de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Endesa Chile poseía en dicho país y que fueron transferidas a Endesa Américas S.A. y se determina por la diferencia entre el valor de enajenación y el costo de adquisición de las citadas participaciones.

Se hace presente que, según fue acordado por la mencionada Junta, el Directorio de Endesa Américas, procederá oportunamente a solicitar la inscripción de Endesa Américas y sus respectivas acciones en el Registro de Valores de la SVS y en las bolsas de valores en las cuales se transan las acciones de la actual Endesa Chile. La distribución y entrega material de las acciones emitidas por Endesa Américas S.A. se efectuará en la fecha que resuelva el Directorio de Endesa Américas S.A., una vez materializada la inscripción de la misma y sus acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y bolsas de valores del país, y cumplidos los requerimientos legales y normativos al efecto. El monto de capital asignado a Endesa Américas asciende a M\$ 778.936.764.

Chilectra

– Hecho esencial enviado con fecha 29 de enero de 2016.

Con esta misma fecha se otorgó la “Escritura de Cumplimiento de Condiciones de División de Chilectra”, en virtud de la cual se declaró y dejó constancia del cumplimiento íntegro de la condición suspensiva a la cual se encontraba sujeta la división de la Sociedad acordada en junta extraordinaria de accionistas de fecha 18 de diciembre de 2015 (la “Junta”), esto es, que las actas de las juntas extraordinarias de accionistas en que se aprueben las divisiones de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Enersis S.A. hayan sido debidamente reducidas a escritura pública, y sus respectivos extractos hayan sido inscritos y publicados debida y oportunamente en conformidad a la ley.

De conformidad con lo acordado en la Junta, la división de la Sociedad, y la constitución como consecuencia de ella de una nueva sociedad denominada Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas"), quedará perfeccionada para todos los efectos legales, operativos, contables y tributarios a contar del día 1 de febrero de 2016. De esta forma, a contar de la fecha antes señalada, los activos que se asignan y pasivos que se delegan en virtud de la referida división, pasarán a Chilectra Américas sin necesidad de ninguna declaración o trámite adicional, sin perjuicio de las actuaciones que fueren necesarias o convenientes para dejar constancia de la asignación de todos los activos que se asignan en los registros y ante las entidades correspondientes, y demás que correspondan a efectos de novar en forma definitiva los pasivos delegados en virtud de la división de la Sociedad.

Adicionalmente, producto de la materialización de la división de Chilectra, en dicha fecha se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de 73,8 millones de Nuevos Soles Peruanos, aproximadamente (M\$ 15.400.000, aproximadamente). Este impuesto, que se pagará durante el mes de marzo de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Chilectra poseía en dicho país y que fueron transferidas a Chilectra Américas S.A. y se determina por la diferencia entre el valor de enajenación y el costo de adquisición de las citadas participaciones.

Se hace presente que, según fue acordado por la Junta, el directorio de Chilectra Américas procederá a solicitar la inscripción de Chilectra Américas y sus respectivas acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y en una o más bolsas de valores del país. La distribución y entrega material de las acciones de Chilectra Américas se efectuará en la fecha que se designe al efecto por el directorio de Chilectra Américas, una vez materializada la inscripción de Chilectra Américas y sus acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y bolsas de valores del país, y cumplidos los demás requerimientos legales y normativos que correspondan al efecto.

Chilectra Américas

Con fecha 15 de febrero de 2016, en Sesión Extraordinaria del Directorio N°1, se acordó designar como Presidente del Directorio al señor Livio Gallo, y como Vicepresidente del mismo al Director señor Gianluca Caccialupi. Asimismo, en la citada sesión se acordó nombrar como Gerente General de Chilectra Américas S.A. al señor Andreas Gebhardt Strobel.

En la misma sesión de directorio, se acordó fijar la política general de habitualidad de conformidad a lo dispuesto en el artículo 147 letra b) de la Ley N° 18.046.

El Directorio, por la unanimidad de sus miembros presentes, acordó fijar la siguiente política general de habitualidad, por cuanto se trata de aquellas operaciones que son ordinarias en consideración al giro social y tienen una vinculación con la actividad principal de la compañía. Al efecto, se debe considerar que Chilectra Américas S.A. es una sociedad de inversión con pocos empleados, razón por la cual y para los efectos de operar deberá suscribir una serie de contratos de servicios que le permitirán realizar las actividades propias de su giro. En consecuencia, es posible indicar que las siguientes operaciones se relacionan con las actividades ordinarias y habituales que corresponden al giro social de Chilectra Américas S.A.:

1.- Cuenta corriente mercantil entre Chilectra Américas S.A. y sociedades relacionadas, por el cual una de las partes remitirá a la otra o recibirá de ella en propiedad cantidades de dinero u otros valores, sin aplicación a un empleo determinado ni obligación de tener a la orden una cantidad o un valor equivalente, pero a cargo de acreditar al remitente por sus remesas, liquidarlas en las épocas convenidas, compensarlas de una sola vez hasta concurrencia del débito y crédito y pagar el saldo.

2.- Contrato de Prestación de Servicios Legales y de Secretaría del Directorio, lo que incluye, entre otras materias, asistir jurídicamente al Directorio de Chilectra Américas S.A., a su Gerente General, y a las demás Gerencias, preparar y gestionar en materia jurídica las sesiones de Directorio, asistir a la Sociedad para el cumplimiento de la normativa de sociedades anónimas, de mercado de valores, de libre competencia, medioambiental, comercial, laboral y otras legislaciones específicas aplicables y gestionar los litigios que afecten a la Compañía.

3.- Contrato de prestación de los siguientes servicios: i) Operaciones Comerciales de Red; ii) Desarrollo de la Red; iii) Tecnología de Red; iv) Salud, Seguridad, Calidad y Medio Ambiente; y v) Operación y Mantenimiento.

4.- Contrato para la prestación de los siguientes servicios: i) Recursos Humanos y Organización; ii) Comunicaciones; iii) Tributario; iv) Finanzas y Contabilidad; v) Auditoría Interna; vi) Seguros, y vii) Tesorería.

5.- Contratos relativos a servicios de agencia de comunicaciones, infraestructura, innovación, administración y finanzas, legales y otros relacionados que tengan por objeto realizar el giro social de la compañía.

Por último, es del caso hacer presente que también el texto íntegro de la referida política será puesto a disposición de los accionistas en las oficinas sociales y en el sitio de Internet de la Compañía.

Edesur

– Con fecha 25 de enero de 2016, el Ministerio de Energía y Minería (MEyM) emitió la Resolución N° 6/2016 que aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y establece los precios de referencia estacionales de la potencia y energía correspondientes al período febrero - abril de 2016.

Adicionalmente, en orden a avanzar hacia una gestión adecuada de la demanda mediante incentivos al ahorro y el uso racional de la energía eléctrica de usuarios finales residenciales (“Plan Estímulo”), incorpora a través del MEM, un sistema de incentivos que se traducirá en un mecanismo de disminución del precio de la energía sancionado como contrapartida del esfuerzo de cada usuario residencial en la reducción del consumo innecesario, que surgirá de comparar el consumo mensual de energía con el registrado en igual mes del año 2015.

Por otra parte, teniendo en cuenta la trascendencia social del servicio eléctrico, la mencionada resolución define un volumen de energía a un precio denominado Tarifa Social, para ser transferido a precio mínimo a quienes integren el universo de usuarios finales que carece de capacidad de pago suficiente para afrontar los precios establecidos con carácter general, según los criterios de calificación y asignación que comunique el Ministerio de Desarrollo Social de la Nación.

El acceso a los precios mayoristas reducidos para Tarifa Social y estímulo al ahorro estará condicionado al cumplimiento, por parte de las Distribuidoras, de las obligaciones de pago en el MEM exigibles desde la entrada en vigencia de esta resolución. Asimismo, las Distribuidoras que tengan deudas con CAMMESA a la fecha del dictado de la resolución, como es el caso de Edesur, deberán, en un plazo no menor a los 30 días corridos, acordar un plan de pagos para la cancelación de la deuda en mora y, además, garantizar el pago de sus compras en el MEM a través de la cesión de sus créditos por cobranzas u otro mecanismo alternativo equivalente a satisfacción de CAMMESA, que permita asegurar tanto el cobro de la facturación corriente como el de la cuotas a abonar derivadas del acuerdo de pago a suscribirse por la deuda en mora.

Posteriormente, con fecha 27 de enero de 2016 fue emitida la Resolución MEyM N° 7/2016 que instruye al E.N.R.E. a:

i. Efectuar un ajuste del VAD en los cuadros tarifarios de la Sociedad, a cuenta de la RTI y en el marco de Régimen Tarifario de Transición establecido en el Acta Acuerdo.

ii. Aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de ciertos criterios de elegibilidad, a saber: ser jubilado o pensionado por un monto equivalente a dos veces el haber mínimo nacional; personas con empleo en relación de dependencia que perciben una remuneración bruta menor o igual a dos salarios mínimos, vital y móvil; ser titular de programas sociales, estar inscripto en el Régimen de Monotributo Social; estar incorporado en el Régimen Especial de Seguridad Social para empleados del servicio doméstico; estar percibiendo seguro de desempleo; o contar con certificado de discapacidad, quedando excluidos del beneficio en caso de ser propietarios de más de un inmueble, de automóviles cuyos modelos tengan hasta 15 años de antigüedad, o de aeronaves o embarcaciones de lujo.

iii. Incluir en los cuadros tarifarios el plan de ahorro de energía eléctrica resultante de los establecido en la Resolución MEyM N° 6/2016.

iv. Llevar a cabo todos los actos necesarios a efectos de proceder a la RTI, la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

A efectos de que los usuarios puedan establecer una mejor organización de las finanzas del hogar, el E.N.R.E. deberá disponer las medidas que fueren necesarias a efectos de implementar el pago mensual del servicio público de distribución prestado por la Sociedad.

Asimismo, la Resolución MEyM N° 7/2016 deja sin efecto el PUREE a partir de la puesta en vigencia de los nuevos valores tarifarios y que cesará la aplicación de los mecanismos de financiación de planes de obras instrumentados mediante contratos de mutuo con CAMMESA.

Por último, establece que la distribución de dividendos debe ajustarse al Acta Acuerdo, que la subordina a la verificación por parte del E.N.R.E. del cumplimiento del plan de inversiones.

En cumplimiento de lo anterior, con fecha 29 de enero de 2016 el E.N.R.E. emitió las Resoluciones N° 1/2016 y N° 2/2016. La primera de ellas aprueba los valores del cuadro tarifario de la Sociedad con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de febrero de 2016, mientras que la segunda da por finalizado al 31 de enero de 2016 el actual esquema del fideicomiso para la administración de los fondos resultantes de la aplicación de la Resolución ENRE N° 347/2012.

Las mencionadas resoluciones suponen efectos significativos en diferentes áreas del negocio de la Sociedad. Además de lo referente a los incrementales en los montos de facturación, eventuales incrementos en los índices de incobrabilidad, etc., también conlleva un efecto significativo en la actualización del valor de las multas sancionadas, que la Sociedad se encuentra cuantificando y en conversaciones con el E.N.R.E para acordar los pasos a seguir en este sentido.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de enero de 2016 y la fecha de emisión de los estados financieros.

Anexo N°1 Sociedades que Componen el Grupo Enersis Américas:

Este anexo es parte de la nota 2.4 "Entidades filiales".

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Control a 31/12/2015		
			Directo	Indirecto	Total
96.773.290-7	Aguas Santiago Poniente S.A. (5)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Ampla Energia E Servicos S.A.	Real	13,68%	85,95%	99,63%
Extranjero	Atacama Finance Co (3)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,61%	99,61%
Extranjero	Central Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	0,00%	69,99%	69,99%
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%
Extranjero	Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%
99.573.910-0	Chilectra Inversud S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peso Chileno	99,08%	0,01%	99,09%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%
Extranjero	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peso Argentino	0,00%	99,99%	99,99%
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. (7)	Peso Colombiano	21,14%	36,01%	57,15%
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	3,78%	96,21%	99,99%
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	15,18%	58,87%	74,05%
96.764.840-K	Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A. (5)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Distriec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%
Extranjero	Electrica Cabo Blanco, S.A.C.	Nuevos Soles	80,00%	20,00%	100,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P (7)	Peso Colombiano	21,60%	34,83%	56,43%
Extranjero	Emgesa Panama S.A. (7)	Dólar	0,00%	56,43%	56,43%
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	24,00%	51,68%	75,68%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	83,43%	99,45%
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	Nuevos Soles	0,00%	96,50%	96,50%
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuénche S.A.	Peso Chileno	0,00%	92,65%	92,65%
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Peso Chileno	59,98%	0,00%	59,98%
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Real	50,09%	49,91%	100,00%
Extranjero	Endesa Cernsa S.A.	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Peso Argentino	0,00%	75,68%	75,68%
Extranjero	En-Brasil Comercio e Servicios S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Eólica Fazenda Nova-Geracao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%
Extranjero	Energex Co (3)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%
96.830.980-3	GasAtacama S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%
78.932.860-9	GasAtacama Chile S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%
77.032.280-4	Gasoducto TalTal S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Generalima, S.A.C.	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%
Extranjero	Generandes Perú S.A. (2)	Nuevos Soles	39,00%	61,00%	100,00%

% Control a 31/12/2014			Tipo de relación	País	Actividad
Directo	Indirecto	Total			
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Servicios Sanitarios
13,68%	85,95%	99,63%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Islands Cayman	Sociedad Financiera
0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	69,99%	69,99%	Filial	Argentina	Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoeléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
99,08%	0,01%	99,09%	Filial	Chile	Participación en Empresas de cualquier naturaleza
0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
21,14%	36,01%	57,15%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
3,78%	96,21%	99,99%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
15,18%	58,87%	74,05%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Construcción e Instalaciones
27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
80,00%	20,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
21,60%	34,83%	56,43%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
0,00%	56,43%	56,43%	Filial	Panamá	Compra/Venta de Energía Eléctrica
24,00%	51,68%	75,68%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
16,02%	83,43%	99,45%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía y Materiales Afines
0,00%	96,50%	96,50%	Filial	Perú	Generación y Comercialización de electricidad y extracción de gas natural
0,00%	92,65%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
59,98%	0,00%	59,98%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
50,09%	49,91%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
55,00%	45,00%	100,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
0,00%	75,68%	75,68%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.
0,00%	99,95%	99,95%	Filial	Brasil	La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Islands Cayman	Sociedad de Cartera
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte de Gas Natural
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Eléctrica y Gas Natural
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Administración de Sociedades
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
39,00%	61,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Control a 31/12/2015		
			Directo	Indirecto	Total
76.676.750-8	GNL Norte S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (4)	Peso Chileno	99,00%	1,00%	100,00%
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. (4)	Peso Chileno	99,99%	0,00%	99,99%
Extranjero	Inversiones Distrilima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	50,21%	85,20%
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	57,14%	0,00%	57,14%
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
96.905.700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Peso Chileno	0,00%	57,50%	57,50%
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. (6)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%

(1) Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% adicional de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, (Ver nota 6).

(2) Con fecha 3 de septiembre de 2014 Enersis Américas adquirió el 100% de los derechos sociales de las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.. Con fecha 31 de diciembre de 2014 Inkia Holdings fue fusionada con Generandes Perú S.A., absorbiendo esta última a todas las compañías del Grupo Inkia.

(3) Con fecha 17 de septiembre de 2014 las compañías Atacama Finance Co y Energex Co fueron disueltas.

(4) Con fecha 31 de diciembre de 2014, Inmobiliaria Manso de Velasco fue fusionada con ICT, siendo esta última sociedad la continuadora legal con el nombre de Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.

(5) Con fecha 30 de diciembre de 2014 se vendieron las sociedades Aguas Santiago Poniente S.A. y Constructora y Proyectos los Maitenes S.A..

(6) Con fecha 9 de enero de 2015 se vendió la Sociedad Concesionaria Túnel el Melón S.A. (Ver nota 2.4.1)

(7) Ver nota 2.4.2

% Control a 31/12/2014

Directo	Indirecto	Total	Tipo de relación	País	Actividad
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible
0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
99,00%	1,00%	100,00%	Filial	Chile	Servicios Informáticos
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Construcciones y Obras
34,99%	50,21%	85,20%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
57,14%	0,00%	57,14%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Adquisición, Producción, Transporte y Distribución Comercial de Gas Natural
0,00%	57,50%	57,50%	Filial	Chile	Inversiones Financieras
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados.
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

Anexo N°2 Variaciones del Perímetro de Consolidación:

Este anexo es parte de la nota 2.4.1 "Variaciones del perímetro de consolidación".

Incorporación al perímetro de consolidación:

Sociedad	% Control		
	al 31 de diciembre de 2015		
	Directo	Indirecto	Total
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	-	-	-
Atacama Finance Co. (1)	-	-	-
Energex Co. (1)	-	-	-
GasAtacama S.A.	-	-	-
GasAtacama Chile S.A.	-	-	-
Gasoducto TalTal S.A.	-	-	-
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	-	-	-
GNL Norte S.A.	-	-	-
Progas S.A.	-	-	-

(1) Con fecha 17 de septiembre de 2014 las compañías Atacama Finance Co y Energex Co fueron liquidadas.

Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Control		
	al 31 de diciembre de 2015		
	Directo	Indirecto	Total
Aguas Santiago Poniente S.A.	-	-	-
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	-	-	-
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	-	100,00%	100,00%

% Control

al 31 de diciembre de 2014

Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global
	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global
	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global

% Control

al 31 de diciembre de 2014

Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
-	0,00%	78,88%	78,88%	Integración global
-	0,00%	55,00%	55,00%	Integración global
Integración global	-	-	-	-

Anexo N°3 Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos:

Este anexo es parte de la nota 3.i "Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación".

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación al 31/12/2015		
			Directo	Indirecto	Total
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dólar	0,00%	42,50%	42,50%
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	0,00%	20,00%	20,00%
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%
Extranjero	Yacylec S.A.	Peso Argentino	22,22%	0,00%	22,22%
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%
76.041.891-9	Aysén Transmisión S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%
76.091.595-5	Aysén Energía S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Térmica San Martin	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	0,00%	40,90%	40,90%

% Participación al 31/12/2014

% Participación al 31/12/2014			Tipo de relación	País	Actividad
Directo	Indirecto	Total			
0,00%	42,50%	42,50%	Asociada	Chile	Sociedad de Cartera
0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
0,00%	20,00%	20,00%	Asociada	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado
0,00%	50,00%	50,00%	Asociada	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico
22,22%	0,00%	22,22%	Asociada	Argentina	Transporte de Electricidad
0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	40,90%	40,90%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica

Anexo N°4 Información Complementaria Relativa a los Activos y Pasivos Mantenidos para Distribuir a los Propietarios y Resultado de las Operaciones Discontinuadas:

Este anexo es parte de la nota 5.1 "Proceso de reorganización societaria".

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2015
(En miles de pesos)
ACTIVOS**

ACTIVOS CORRIENTES

Efectivo y equivalentes al efectivo

Otros activos financieros corrientes

Otros activos no financieros corriente

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente

Inventarios corrientes

Activos biológicos corrientes

Activos por impuestos corrientes

**Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición
clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios**

ACTIVOS CORRIENTES TOTALES

ACTIVOS NO CORRIENTES

Otros activos financieros no corrientes

Otros activos no financieros no corrientes

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación

Activos intangibles distintos de la plusvalía

Plusvalía

Propiedades, planta y equipo

Activos biológicos no corrientes

Propiedad de inversión

Activos por impuestos diferidos

TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES

TOTAL DE ACTIVOS

Enersis Histórico	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5)	Eliminación Intercompanías y otros ajustes	Enersis Histórico (Combinado)	Enersis América	Enersis Chile
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
1.329.425.189	(144.261.845)	-	1.329.425.189	1.185.163.344	144.261.845
84.575.640	(16.313.194)	-	84.575.640	68.262.446	16.313.194
105.974.000	(3.984.943)	-	105.974.000	101.989.057	3.984.943
1.684.496.034	(596.364.467)	-	1.684.496.034	1.088.131.567	596.364.467
27.178.499	(25.144.559)	179.448.975	206.627.474	181.482.915	25.144.559
137.674.512	(42.616.615)	-	137.674.512	95.057.897	42.616.615
-	-	-	-	-	-
67.760.800	(20.306.212)	-	67.760.800	47.454.588	20.306.212
3.437.084.674	(848.991.835)	179.448.975	3.616.533.649	2.767.541.814	848.991.835
3.437.084.674	(848.991.835)	179.448.975	3.616.533.649	2.767.541.814	848.991.835
511.278.656	(21.750.452)	-	511.278.656	489.528.204	21.750.452
82.332.593	(4.769.885)	-	82.332.593	77.562.708	4.769.885
413.088.087	(14.392.223)	-	413.088.087	398.695.864	14.392.223
355.485	-	-	355.485	355.485	-
76.676.816	(45.716.371)	-	76.676.816	30.960.445	45.716.371
1.024.278.598	(42.879.326)	-	1.024.278.598	981.399.272	42.879.326
1.331.456.702	(887.257.655)	-	1.331.456.702	444.199.047	887.257.655
8.432.734.430	(3.429.167.797)	-	8.432.734.430	5.003.566.633	3.429.167.797
-	-	-	-	-	-
8.150.987	(8.150.987)	-	8.150.987	-	8.150.987
131.642.331	(22.392.339)	75.031	131.717.362	109.325.023	22.392.339
12.011.994.685	(4.476.477.035)	75.031	12.012.069.716	7.535.592.681	4.476.477.035
15.449.079.359	(5.325.468.870)	179.524.006	15.628.603.365	10.303.134.495	5.325.468.870

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2015
(En miles de pesos)
PATRIMONIO Y PASIVOS**

PASIVOS CORRIENTES

Otros pasivos financieros corrientes

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes

Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

Otras provisiones corrientes

Pasivos por impuestos corrientes

Otros pasivos no financieros corrientes

Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta**PASIVOS CORRIENTES TOTALES****PASIVOS NO CORRIENTES**

Otros pasivos financieros no corrientes

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes

Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes

Otras provisiones no corrientes

Pasivo por impuestos diferidos

Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes

Otros pasivos no financieros no corrientes

TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES**TOTAL PASIVOS****PATRIMONIO**

Capital emitido

Ganancias acumuladas

Otras reservas

Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora**Participaciones no controladoras****PATRIMONIO TOTAL****TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS**

Enersis Histórico	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5)	Eliminación Intercompanías y otros ajustes	Enersis Histórico (Combinado)	Enersis América	Enersis Chile
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
715.795.233	(27.921.725)	-	715.795.233	687.873.508	27.921.725
2.007.740.178	(554.915.971)	-	2.007.740.178	1.452.824.207	554.915.971
165.136.438	(233.154.916)	179.448.975	344.585.413	111.430.497	233.154.916
143.628.371	(16.329.195)	-	143.628.371	127.299.176	16.329.195
157.727.749	(15.119.789)	-	157.727.749	142.607.960	15.119.789
45.346.997	(6.120.658)	-	45.346.997	39.226.339	6.120.658
3.235.374.966	(853.562.254)	179.448.975	3.414.823.941	2.561.261.687	853.562.254
3.235.374.966	(853.562.254)	179.448.975	3.414.823.941	2.561.261.687	853.562.254
2.764.494.382	(917.197.790)	-	2.764.494.382	1.847.296.592	917.197.790
289.578.470	(6.034.216)	-	289.578.470	283.544.254	6.034.216
97.186	(97.186)	-	97.186	-	97.186
239.964.424	(56.116.140)	-	239.964.424	183.848.284	56.116.140
466.930.940	(235.101.356)	75.031	467.005.971	231.904.615	235.101.356
242.293.930	(55.023.456)	-	242.293.930	187.270.474	55.023.456
20.536.681	(435.689)	-	20.536.681	20.100.992	435.689
4.023.896.013	(1.270.005.833)	75.031	4.023.971.044	2.753.965.211	1.270.005.833
7.259.270.979	(2.123.568.087)	179.524.006	7.438.794.985	5.315.226.898	2.123.568.087
5.804.447.986	(2.229.108.975)	-	5.804.447.986	3.575.339.011	2.229.108.975
3.380.661.523	(1.322.162.479)	-	3.380.661.523	2.058.499.044	1.322.162.479
(3.158.960.224)	958.589.952	-	(3.158.960.224)	(2.200.370.272)	(958.589.952)
6.026.149.285	(2.592.681.502)	-	6.026.149.285	3.433.467.783	2.592.681.502
2.163.659.095	(609.219.281)	-	2.163.659.095	1.554.439.814	609.219.281
8.189.808.380	(3.201.900.783)	-	8.189.808.380	4.987.907.597	3.201.900.783
15.449.079.359	(5.325.468.870)	179.524.006	15.628.603.365	10.303.134.495	5.325.468.870

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Consolidados, por Naturaleza
Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015
(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)

Ingresos de actividades ordinarias

Otros ingresos, por naturaleza

Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza

Materias primas y consumibles utilizados

Margen de Contribución

Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados

Gastos por beneficios a los empleados

Gasto por depreciación y amortización

Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo

Otros gastos por naturaleza

Resultado de Explotación

Otras ganancias (pérdidas)

Ingresos financieros

Costos financieros

Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación

Diferencias de cambio

Resultado por unidades de reajuste

Ganancia (pérdida) antes de impuestos

Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas

Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas

Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas

GANANCIA (PÉRDIDA)

Ganancia (pérdida) atribuible a

Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora

Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras

GANANCIA (PÉRDIDA)

Ganancia por acción básica

Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas

Ganancia (pérdida) por acción básica

Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación

Ganancias por acción diluidas

Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas

Ganancias (pérdida) diluida por acción

Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación

Enersis Histórico	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5)	Eliminación Intercompanías y otros ajustes	Enersis Histórico (Combinado)	Enersis América	Enersis Chile
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
7.050.316.326	(2.382.671.016)	1.622.173	7.051.938.499	4.667.645.310	2.384.293.189
648.530.219	(14.735.951)	7.616	648.537.835	633.801.884	14.735.951
7.698.846.545	(2.397.406.967)	1.629.789	7.700.476.334	5.301.447.194	2.399.029.140
(4.259.187.071)	1.481.985.559	-	(4.259.187.071)	(2.777.201.512)	(1.481.985.559)
3.439.659.474	(915.421.408)	1.629.789	3.441.289.263	2.524.245.682	917.043.581
88.105.322	(21.004.053)	-	88.105.322	67.101.269	21.004.053
(624.252.868)	136.554.721	-	(624.252.868)	(487.698.147)	(136.554.721)
(473.743.859)	153.201.662	-	(473.743.859)	(320.542.197)	(153.201.662)
(36.756.853)	(3.054.903)	-	(36.756.853)	(39.811.756)	3.054.903
(614.378.530)	125.849.781	(1.629.789)	(616.008.319)	(490.150.922)	(125.857.397)
1.778.632.686	(523.874.200)	-	1.778.632.686	1.253.143.929	525.488.757
13.489.520	(20.055.745)	-	13.489.520	(6.566.225)	20.055.745
310.040.441	(15.270.169)	5.084.349	315.124.790	299.854.621	15.270.169
(447.071.689)	61.616.349	(5.084.349)	(452.156.038)	(385.455.340)	(66.700.698)
12.238.016	(8.905.045)	-	12.238.016	3.332.971	8.905.045
114.843.285	13.394.762	-	114.843.285	166.120.617	(51.277.332)
(4.426.963)	(4.839.077)	-	(4.426.963)	(9.266.040)	4.839.077
1.777.745.296	(497.933.125)	-	1.777.745.296	1.321.164.533	456.580.763
(633.275.811)	109.612.599	-	(633.275.811)	(523.663.212)	(109.612.599)
1.144.469.485	(388.320.526)	-	1.144.469.485	797.501.321	346.968.164
-	-	-	-	-	-
1.144.469.485	(388.320.526)	-	1.144.469.485	797.501.321	346.968.164
661.586.917	(293.190.772)	-	661.586.917	409.748.507	251.838.410
482.882.568	(95.129.754)	-	482.882.568	387.752.814	95.129.754
1.144.469.485	(388.320.526)	-	1.144.469.485	797.501.321	346.968.164
13,48	(5,97)	-	13,48	8,35	5,13
13,48	(5,97)	-	13,48	8,35	5,13
49.092.772,76	49.092.772,76	-	-	49.092.772,76	49.092.772,76
13,48	(5,97)	-	13,48	8,35	5,13
13,48	(5,97)	-	13,48	8,35	5,13
49.092.772,76	49.092.772,76	-	-	49.092.772,76	49.092.772,76

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2014
(En miles de pesos)
ACTIVOS**

ACTIVOS CORRIENTES

Efectivo y equivalentes al efectivo

Otros activos financieros corrientes

Otros activos no financieros corriente

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente

Inventarios corrientes

Activos biológicos corrientes

Activos por impuestos corrientes

Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios

Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios

Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios

ACTIVOS CORRIENTES TOTALES

ACTIVOS NO CORRIENTES

Otros activos financieros no corrientes

Otros activos no financieros no corrientes

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación

Activos intangibles distintos de la plusvalía

Plusvalía

Propiedades, planta y equipo

Activos biológicos no corrientes

Propiedad de inversión

Activos por impuestos diferidos

TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES

TOTAL DE ACTIVOS

Enersis Histórico	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5)	Eliminación Intercompanías y otros ajustes	Enersis Histórico (Combinado)	Enersis América	Enersis Chile
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
1.704.745.491	-	-	1.704.745.491	1.571.759.564	132.985.927
99.455.403	-	-	99.455.403	97.964.274	1.491.129
175.098.112	-	-	175.098.112	159.050.505	16.047.607
1.681.686.903	-	-	1.681.686.903	1.103.605.698	578.081.205
18.441.340	121.396.548	-	139.837.888	122.885.238	16.952.650
133.520.154	-	-	133.520.154	89.842.276	43.677.878
-	-	-	-	-	-
110.572.522	-	-	110.572.522	64.924.383	45.648.139
3.923.519.925		121.396.548	4.044.916.473	3.210.031.938	834.884.535
7.978.963	-	-	7.978.963	-	7.978.963
7.978.963	-	-	7.978.963	-	7.978.963
3.931.498.888		121.396.548	4.052.895.436	3.210.031.938	842.863.498
530.821.520	-	-	530.821.520	524.071.048	6.750.472
77.806.180	-	-	77.806.180	77.570.750	235.430
291.641.675	-	-	291.641.675	284.145.263	7.496.412
486.605	-	-	486.605	486.605	-
73.633.610	-	-	73.633.610	33.268.287	40.365.323
1.168.212.056	-	-	1.168.212.056	1.131.686.534	36.525.522
1.410.853.627	-	-	1.410.853.627	523.595.972	887.257.655
8.234.215.719	-	-	8.234.215.719	4.950.454.943	3.283.760.776
-	-	-	-	-	-
8.514.562	-	-	8.514.562	-	8.514.562
193.637.874	66.618	-	193.704.492	180.739.397	12.965.095
11.989.823.428		66.618	11.989.890.046	7.706.018.799	4.283.871.247
15.921.322.316		121.463.166	16.042.785.482	10.916.050.737	5.126.734.745

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2014
(En miles de pesos)
PATRIMONIO Y PASIVOS

PASIVOS CORRIENTES

Otros pasivos financieros corrientes
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes
Otras provisiones corrientes
Pasivos por impuestos corrientes
Otros pasivos no financieros corrientes

Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta

Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta

PASIVOS CORRIENTES TOTALES

PASIVOS NO CORRIENTES

Otros pasivos financieros no corrientes
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes
Otras provisiones no corrientes
Pasivo por impuestos diferidos
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes
Otros pasivos no financieros no corrientes

TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES

TOTAL PASIVOS

PATRIMONIO

Capital emitido
Ganancias acumuladas
Prima de emisión
Otras reservas
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora

Participaciones no controladoras

PATRIMONIO TOTAL

TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS

Enersis Histórico	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5)	Eliminación Intercompañías y otros ajustes	Enersis Histórico (Combinado)	Enersis América	Enersis Chile
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
421.805.679	-	-	421.805.679	275.441.320	146.364.359
2.288.876.950	-	-	2.288.876.950	1.793.515.595	495.361.355
143.680.622	121.396.548	-	265.077.170	77.891.977	187.185.193
90.222.684	-	-	90.222.684	78.599.170	11.623.514
115.472.313	-	-	115.472.313	77.114.447	38.357.866
129.275.589	-	-	129.275.589	93.572.328	35.703.261
3.189.333.837	121.396.548	121.396.548	3.310.730.385	2.396.134.837	914.595.548
5.488.147	-	-	5.488.147	-	5.488.147
3.194.821.984	121.396.548	121.396.548	3.316.218.532	2.396.134.837	920.083.695
3.289.097.528	-	-	3.289.097.528	2.510.962.361	778.135.167
159.385.521	-	-	159.385.521	155.674.443	3.711.078
-	-	-	-	-	-
197.243.841	-	-	197.243.841	169.273.906	27.969.935
478.361.484	66.618	-	478.428.102	223.205.436	255.222.666
269.930.412	-	-	269.930.412	215.992.570	53.937.842
53.262.800	-	-	53.262.800	49.654.229	3.608.571
4.447.281.586	66.618	66.618	4.447.348.204	3.324.762.945	1.122.585.259
7.642.103.570	121.463.166	121.463.166	7.763.566.736	5.720.897.782	2.042.668.954
5.804.447.986	-	-	5.804.447.986	3.575.339.011	2.229.108.975
3.051.734.445	-	-	3.051.734.445	1.879.762.768	1.171.971.677
-	-	-	-	-	-
(2.654.206.384)	-	-	(2.654.206.384)	(1.725.327.166)	(928.879.218)
6.201.976.047	-	-	6.201.976.047	3.729.774.613	2.472.201.434
2.077.242.699	-	-	2.077.242.699	1.465.378.342	611.864.357
8.279.218.746	-	-	8.279.218.746	5.195.152.955	3.084.065.791
15.921.322.316	121.463.166	121.463.166	16.042.785.482	10.916.050.737	5.126.734.745

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2014
(En miles de pesos)
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES
Ganancia (pérdida)**

Ingresos de actividades ordinarias

Otros ingresos, por naturaleza

Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza

Materias primas y consumibles utilizados

Margen de Contribución

Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados

Gastos por beneficios a los empleados

Gasto por depreciación y amortización

Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período

Otros gastos por naturaleza

Resultado de Explotación

Otras ganancias (pérdidas)

Ingresos financieros

Costos financieros

Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación

Diferencias de cambio

Resultado por unidades de reajuste

Ganancia (pérdida) antes de impuestos

Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas

Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas

Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas

GANANCIA (PÉRDIDA)

Ganancia (pérdida) atribuible a

Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora

Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras

GANANCIA (PÉRDIDA)

Ganancia por acción básica

Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas

Ganancia (pérdida) por acción básica

Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación

Ganancias por acción diluidas

Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas

Ganancias (pérdida) diluida por acción

Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación

Enersis Histórico	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5)	Eliminación Intercompanías y otros ajustes	Enersis Histórico (Combinado)	Enersis América	Enersis Chile
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
6.819.760.882	(2.013.305.145)	1.681.200	6.821.442.082	4.806.578.184	2.014.863.898
434.115.438	(34.201.387)	10.419	434.125.857	399.924.470	34.201.387
7.253.876.320	(2.047.506.532)	1.691.619	7.255.567.939	5.206.502.654	2.049.065.285
(3.941.071.719)	1.309.402.283	-	(3.941.071.719)	(2.631.669.436)	(1.309.402.283)
3.312.804.601	(738.104.249)	1.691.619	3.314.496.220	2.574.833.218	739.663.002
77.275.986	(21.505.568)	-	77.275.986	55.770.418	21.505.568
(516.009.836)	126.341.363	-	(516.009.836)	(389.668.473)	(126.341.363)
(479.179.904)	128.437.154	-	(479.179.904)	(350.742.750)	(128.437.154)
(51.515.362)	13.185.420	-	(51.515.362)	(38.329.942)	(13.185.420)
(574.050.613)	110.321.349	(1.691.619)	(575.742.232)	(465.288.017)	(110.454.215)
1.769.324.872	(381.324.531)	-	1.769.324.872	1.386.574.454	382.750.418
71.769.817	(70.893.263)	-	71.769.817	876.554	70.893.263
265.884.277	(14.762.515)	16.082.533	281.966.810	267.204.295	14.762.515
(491.858.285)	59.543.956	(16.082.533)	(507.940.818)	(432.314.329)	(75.626.489)
(51.853.287)	54.413.310	-	(51.853.287)	2.560.023	(54.413.310)
(38.821.872)	20.328.278	-	(38.821.872)	(17.377.674)	(21.444.198)
1.633.555	(15.263.623)	-	1.633.555	(13.630.068)	15.263.623
1.526.079.077	(347.958.388)	-	1.526.079.077	1.193.893.255	332.185.822
(496.609.349)	66.017.317	-	(496.609.349)	(430.592.032)	(66.017.317)
1.029.469.728	(281.941.071)	-	1.029.469.728	763.301.223	266.168.505
-	-	-	-	-	-
1.029.469.728	(281.941.071)	-	1.029.469.728	763.301.223	266.168.505
610.157.869	(221.149.361)	-	610.157.869	404.781.074	205.376.795
419.311.859	(60.791.710)	-	419.311.859	358.520.149	60.791.710
1.029.469.728	(281.941.071)	-	1.029.469.728	763.301.223	266.168.505
-	-	-	-	-	0,00
12,43	(4,50)	-	13,49	8,25	4,18
12,43	(4,50)	-	13,49	8,25	4,18
49.092.772,76	49.092.772,76	-	-	49.092.772,76	49.092.772,76
12,43	(4,50)	-	13,49	8,25	4,18
12,43	(4,50)	-	13,49	8,25	4,18
49.092.772,76	49.092.772,76	-	-	49.092.772,76	49.092.772,76

Anexo N°5 Información Adicional Sobre Deuda Financiera:

Este anexo forma parte de la nota 20 "Otros pasivos financieros".

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos bancarios

a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2015	Vencimiento				
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
			-	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	2,40%	26.707.131	3.241.137	29.948.268	4.229.306	19.295.795	299.648	-	-
Perú	Soles	5,20%	12.864.568	1.001.767	13.866.335	3.285.202	23.309.058	-	-	-
Argentina	US\$	13,13%	3.901.216	-	3.901.216	-	-	-	-	-
Argentina	\$ Arg	37,06%	2.290.653	6.194.569	8.485.222	1.162.844	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	14,53%	35.832.030	84.128.905	119.960.935	43.831.876	12.832.869	12.194.900	11.556.930	30.842.974
Brasil	Real	6,46%	12.842.515	24.480.763	37.323.278	42.171.314	37.904.161	33.637.009	-	-
			94.438.113	119.047.141	213.485.254	94.680.542	93.341.883	46.131.557	11.556.930	30.842.974

Total No Corriente al 31/12/2015	Corriente			No Corriente						Total No Corriente al 31/12/2014
	Vencimiento			Vencimiento						
	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31/12/2014	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
-	20.269	1.020.576	1.040.845	-	-	-	-	-	-	
-	714	-	714	-	-	-	-	-	-	
23.824.749	2.914.574	9.996.364	12.910.938	40.274.383	18.781.256	16.391.794	256.394	-	75.703.827	
26.594.260	326.274	978.819	1.305.093	1.305.094	3.209.741	22.772.683	-	-	27.287.518	
-	2.808.939	12.054.341	14.863.280	1.039.398	-	-	-	-	1.039.398	
1.162.844	8.287.625	12.035.817	20.323.442	7.968.912	188.784	-	-	-	8.157.696	
111.259.549	1.401.291	4.203.875	5.605.166	10.766.379	15.367.075	14.619.719	13.872.363	48.015.897	102.641.433	
113.712.484	1.856.705	5.570.115	7.426.820	7.426.820	27.647.361	25.171.755	22.696.148	-	82.942.084	
276.553.886	17.616.391	45.859.907	63.476.298	68.780.986	65.194.217	78.955.951	36.824.905	48.015.897	297.771.956	

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31 de diciembre de 2015			
							Corriente			
							Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años
Extranjera	Ampla Energia S.A.	Brasil	Banco do Brasil	Real	13,58%	13,71%	816.511	2.449.533	3.266.044	11.051.818
Extranjera	CGTF S.A.	Brasil	IFC - C	US\$	12,18%	12,32%	-	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Scotiabank	US\$	3,98%	3,96%	-	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Banco de Credito del Perú	US\$	2,17%	2,06%	296.974	884.973	1.181.947	1.166.085
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Bank Of Nova Scotia	US\$	3,25%	3,07%	468.030	1.384.969	1.852.999	1.802.011
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Bank Of Nova Scotia	US\$	3,48%	3,40%	328.549	971.195	1.299.744	1.261.210
Extranjero	Codensa	Colombia	Citibank Colombia	\$ Col	4,40%	4,32%	-	-	-	-
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Banco Itaú Brasil	Real	14,39%	14,68%	980.672	2.942.017	3.922.689	12.030.283
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Banco do Brasil	Real	13,72%	13,97%	1.870.908	19.089.213	20.960.121	19.089.213
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Banco Santander	Real	13,80%	15,76%	9.174.424	-	9.174.424	-
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	US\$	3,44%	3,36%	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Bank Nova Scotia	US\$	1,08%	1,06%	25.613.578	-	25.613.578	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco de Interbank	Soles	6,90%	6,73%	35.470	106.410	141.880	2.091.393
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco de Interbank	Soles	5,83%	5,71%	63.633	190.899	254.532	254.532
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	39.574	118.722	158.296	158.296
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	65.973	197.919	263.892	263.892
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	63.317	189.952	253.269	253.269
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	65.955	197.865	263.820	263.820
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Banco de Interbank	Soles	4,67%	4,59%	12.530.646	-	12.530.646	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	34,64%	30,07%	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Provincia de Buenos Aires	\$ Arg	35,36%	30,67%	85.423	-	85.423	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Itaú Argentina	\$ Arg	38,20%	32,79%	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	29,74%	26,91%	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	45,20%	37,88%	184.364	277.164	461.528	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	ICBC Argentina	\$ Arg	34,06%	29,50%	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Banco Corpbanca	\$ Col	8,39%	8,22%	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	BBVA Colombia	\$ Col	8,27%	8,11%	894.845	6.064.899	6.959.744	9.982.170
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Banco de Bogota	\$ Col	8,30%	8,14%	301.348	2.105.951	2.407.299	3.488.668
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	AV VILLAS	\$ Col	6,06%	5,93%	11.145.579	-	11.145.579	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Citibank Colombia	\$ Col	5,57%	6,01%	5.233.163	-	5.233.163	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	BBVA Colombia	\$ Col	6,30%	6,16%	438.046	28.712.649	29.150.695	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Banco de Bogota	\$ Col	6,84%	6,66%	13.683.505	-	13.683.505	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Banco de Crédito del Perú	\$ Col	5,87%	5,70%	295.055	20.873.617	21.168.672	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Banco de Crédito del Perú	\$ Col	5,93%	5,76%	198.385	13.892.621	14.091.006	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Banco de Crédito del Perú	\$ Col	5,65%	5,50%	149.881	10.882.356	11.032.237	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	The Bank Of Tokyo	\$ Col	7,02%	6,90%	532.271	1.596.812	2.129.083	30.361.038
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Banco Davivienda	\$ Col	6,30%	6,15%	2.959.952	-	2.959.952	-
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	34,23%	32,75%	29.771	445.358	475.129	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	B.N.P. Paribas	US\$	6,32%	5,98%	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Banco Santander	Ch\$	6,00%	6,00%	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	\$ Arg	51,46%	42,24%	214.270	583.114	797.384	276.664
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Itaú Argentina	\$ Arg	55,07%	44,68%	80.256	225.731	305.987	128.627
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	44,16%	37,14%	50.253	140.581	190.834	79.542
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Supervielle	\$ Arg	49,96%	41,21%	81.254	224.941	306.195	125.511
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	45,10%	37,81%	263.796	734.081	997.877	412.453
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International	US\$	14,84%	13,92%	1.214.284	-	1.214.284	-
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	ICBC Argentina	\$ Arg	51,97%	42,59%	89.832	249.669	339.501	140.047
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Deutsche Bank	US\$	13,50%	12,86%	1.339.210	-	1.339.210	-

31 de diciembre de 2014

No Corriente					Corriente			No Corriente					
Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
9.963.136	8.874.455	-	-	29.889.409	831.094	2.493.282	3.324.376	3.324.376	13.139.191	12.031.066	10.922.940	-	39.417.573
-	-	-	-	-	132	-	132	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	353.913	1.051.014	1.404.927	1.376.324	1.347.722	15.345.293	-	-	18.069.339
18.073.119	-	-	-	19.239.204	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	1.802.011	411.404	1.217.828	1.629.232	1.585.546	1.541.859	-	-	-	3.127.405
1.222.676	299.648	-	-	2.783.534	289.876	857.071	1.146.947	1.113.465	1.079.983	1.046.501	256.394	-	3.496.343
-	-	-	-	-	1.025.611	3.076.833	4.102.444	4.102.444	14.508.170	13.140.689	11.773.208	-	43.524.511
10.722.720	9.415.157	-	-	32.168.160	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17.218.305	15.347.397	-	-	51.654.915	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	1.807.054	6.713.471	8.520.525	14.284.700	14.811.692	-	-	-	29.096.392
-	-	-	-	-	52.327	156.980	209.307	21.914.348	-	-	-	-	21.914.348
-	-	-	-	2.091.393	34.654	103.961	138.615	138.615	2.043.262	-	-	-	2.181.877
4.409.519	-	-	-	4.664.051	62.168	186.505	248.673	248.674	248.674	4.308.038	-	-	4.805.386
3.185.312	-	-	-	3.343.608	38.673	116.018	154.691	154.691	154.691	3.112.021	-	-	3.421.403
5.308.880	-	-	-	5.572.772	64.454	193.361	257.815	257.815	257.815	5.186.700	-	-	5.702.330
5.096.497	-	-	-	5.349.766	61.860	185.579	247.439	247.438	247.438	4.979.205	-	-	5.474.081
5.308.850	-	-	-	5.572.670	64.465	193.395	257.860	257.861	257.861	5.186.719	-	-	5.702.441
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	1.216.089	2.519.698	3.735.787	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	457.020	-	457.020	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	249.211	658.584	907.795	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	810.407	750.273	1.560.680	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	576.612	-	576.612	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	310.712	-	310.712	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	373.517	1.120.552	1.494.069	2.847.830	4.052.184	3.852.974	3.653.765	12.622.968	27.029.721
9.504.920	9.027.670	8.550.419	22.787.755	59.852.934	1.027.774	3.083.323	4.111.097	7.918.549	11.314.891	10.766.745	10.218.598	35.392.929	75.611.712
3.327.949	3.167.230	3.006.511	8.055.219	21.045.577	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	30.361.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	749.636	-	749.636	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	20.269	1.020.576	1.040.845	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	582	-	582	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	276.664	308.554	836.632	1.145.186	990.314	-	-	-	-	990.314
-	-	-	-	128.627	119.500	337.442	456.942	390.884	27.716	-	-	-	418.600
-	-	-	-	79.542	70.593	200.874	271.467	236.632	17.012	-	-	-	253.644
-	-	-	-	125.511	112.554	319.053	431.607	372.729	26.615	-	-	-	399.344
-	-	-	-	412.453	347.807	998.639	1.346.446	1.199.174	87.541	-	-	-	1.286.715
-	-	-	-	-	122.704	2.324.204	2.446.908	1.039.398	-	-	-	-	1.039.398
-	-	-	-	140.047	132.215	371.509	503.724	425.630	29.900	-	-	-	455.530
-	-	-	-	-	1.331.375	4.844.938	6.176.313	-	-	-	-	-	-

31 de diciembre de 2015

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Corriente			
							Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años
							Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Standard Bank
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau	US\$	13,50%	12,86%	673.905	-	673.905	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Macro	\$ Arg	34,46%	31,10%	75.083	1.113.612	1.188.695	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Santander - Sindicado IV	\$ Arg	40,59%	35,54%	266.203	516.165	782.368	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau- Sindicado IV	\$ Arg	40,59%	35,54%	241.619	464.727	706.346	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Galicia - Sindicado IV	\$ Arg	40,59%	35,54%	228.411	442.424	670.835	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicado IV	\$ Arg	40,59%	35,54%	73.221	144.361	217.582	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Ciudad -Sindicado IV	\$ Arg	40,59%	35,54%	30.708	59.481	90.189	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	ICBC Argentina	\$ Arg	40,59%	35,54%	296.189	573.160	869.349	-
Totales							94.438.113	119.047.141	213.485.254	94.680.542

31 de diciembre de 2014

No Corriente					Corriente			No Corriente					
Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	667.376	2.425.364	3.092.740	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	687.484	2.459.835	3.147.319	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	1.522.852	-	1.522.852	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	306.765	1.185.867	1.492.632	1.023.289	-	-	-	-	1.023.289
-	-	-	-	-	273.493	1.057.510	1.331.003	912.706	-	-	-	-	912.706
-	-	-	-	-	262.403	1.014.727	1.277.130	875.846	-	-	-	-	875.846
-	-	-	-	-	86.271	335.251	421.522	290.454	-	-	-	-	290.454
-	-	-	-	-	34.894	135.536	170.430	117.383	-	-	-	-	117.383
-	-	-	-	-	340.037	1.314.222	1.654.259	1.133.871	-	-	-	-	1.133.871
93.341.883	46.131.557	11.556.930	30.842.974	276.553.886	17.616.391	45.859.907	63.476.298	68.780.986	65.194.217	78.955.951	36.824.905	48.015.897	297.771.956

b) Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas

c. Resumen de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente			
			Vencimiento			Total Corriente al 31/12/2015	Vencimiento			Más de Cinco Años
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Uno a Dos Años		Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	US\$	7,00%	3.015.734	186.297.709	189.313.443	39.170	39.170	39.170	39.170	843.993
Chile	U.F.	5,75%	654.291	5.230.040	5.884.331	5.728.780	5.564.286	5.390.333	5.206.378	7.441.327
Perú	US\$	6,50%	624.775	15.786.095	16.410.870	1.659.369	8.362.538	6.637.571	7.807.914	10.086.341
Perú	Soles	6,44%	13.029.793	18.645.206	31.674.999	33.667.892	12.316.415	55.639.169	36.169.256	166.145.520
Colombia	\$ Col	15,64%	55.700.572	67.624.004	123.324.576	206.126.573	182.198.785	143.062.230	109.340.794	709.356.051
Brasil	Real	10,81%	10.784.409	97.033.475	107.817.884	116.967.735	94.643.824	44.934.561	-	-
			83.809.574	390.616.529	474.426.103	364.189.519	303.125.018	255.703.034	158.563.512	893.873.232

Total No Corriente al 31/12/2015	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2014
			Total Corriente al 31/12/2014	Vencimiento					
	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
1.000.673	11.857.865	152.626.256	164.484.121	188.522.289	25.581.811	25.581.811	25.581.811	734.182.951	999.450.673
29.331.104	9.168.367	35.341.359	44.509.726	43.719.963	42.919.926	42.109.023	52.020.539	441.830.545	622.599.996
34.553.733	4.424.492	1.630.232	6.054.724	14.072.738	1.443.269	7.173.013	5.691.115	15.362.941	43.743.076
303.938.252	8.992.510	33.040.637	42.033.147	30.115.012	32.058.804	11.190.625	39.655.619	189.474.327	302.494.387
1.350.084.433	86.056.574	65.385.741	151.442.315	121.885.126	217.675.920	191.934.482	150.687.586	877.507.340	1.559.690.454
256.546.120	11.340.152	58.273.250	69.613.402	119.821.286	131.772.248	107.403.868	52.740.514	-	411.737.916
1.975.454.315	131.839.960	346.297.475	478.137.435	518.136.414	451.451.978	385.392.822	326.377.184	2.258.358.104	3.939.716.502

d. Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

31 de diciembre de 2015

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Empresa Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 1ª Serie 16	Brasil	Real	13,66%	13,75%	369.157	11.002.428	11.371.585	-
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 1ª Serie 17	Brasil	Real	13,71%	13,89%	635.501	10.359.267	10.994.768	9.723.766
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 1ª Serie 18	Brasil	Real	14,69%	14,91%	1.011.209	3.033.627	4.044.836	12.571.319
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 2ª Serie 26	Brasil	Real	13,55%	18,97%	1.632.773	18.770.248	20.403.021	18.225.996
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 2ª Serie 27	Brasil	Real	15,35%	16,89%	2.737.659	8.212.977	10.950.636	32.485.454
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 2ª Serie 28	Brasil	Real	14,69%	14,91%	1.011.209	3.033.627	4.044.836	12.571.319
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	12,03%	11,52%	2.285.586	6.856.759	9.142.345	90.513.112
Extranjera	Codensa	Colombia	B103	Colombia	\$ Col	12,29%	11,76%	475.081	1.425.243	1.900.324	1.900.324
Extranjera	Codensa	Colombia	B604	Colombia	\$ Col	10,56%	10,17%	33.159.237	-	33.159.237	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	11,50%	11,03%	1.060.598	3.181.795	4.242.393	4.242.394
Extranjera	Codensa	Colombia	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	10,56%	10,17%	907.996	2.723.989	3.631.985	3.631.986
Extranjera	Codensa	Colombia	Bonos B7-14	Colombia	\$ Col	10,15%	9,78%	881.572	2.644.715	3.526.287	3.526.287
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Itaú 1	Brasil	Real	13,77%	13,99%	325.485	10.211.261	10.536.746	-
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Itaú 2	Brasil	Real	17,07%	17,79%	3.061.416	32.410.040	35.471.456	31.389.881
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	82.046	246.137	328.183	328.182
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	82.320	246.959	329.279	329.279
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	105.486	316.458	421.944	421.944
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	105.659	316.978	422.637	422.637
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,13%	-	-	-	-
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,73%	6,63%	110.163	724.456	735.619	-
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	99.770	729.712	739.682	-
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,86%	5,78%	96.133	288.398	384.531	384.530
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,57%	6,47%	107.564	322.693	430.257	430.258
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,22%	7,09%	56.529	3.213.571	3.270.100	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,16%	8,00%	3.768.393	-	3.768.393	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	7,85%	5.732.006	-	5.732.006	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	5,91%	5,82%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,63%	6,52%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,94%	6,82%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,13%	7,00%	92.940	5.291.865	5.384.805	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,44%	7,30%	116.196	348.588	464.784	464.783
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,06%	7,91%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,56%	5,49%	145.245	435.735	580.980	580.980
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	7,03%	6,91%	73.305	219.914	293.219	293.219
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Fondo -Foserroe	Perú	Soles	8,75%	8,57%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	131.143	393.429	524.572	524.572
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,06%	5,97%	158.242	474.727	632.969	632.969
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	133.872	401.617	535.489	535.489
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,06%	6,94%	104.498	313.495	417.993	417.994
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,00%	4,94%	110.347	331.041	441.388	6.385.839
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,13%	5,06%	67.781	203.343	271.124	4.407.670
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,75%	6,64%	175.558	526.675	702.233	702.233
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,28%	7,15%	134.479	403.436	537.915	537.915
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	169.060	507.179	676.239	676.238
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,38%	7,24%	230.147	690.441	920.588	920.588
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,78%	6,67%	352.647	1.057.940	1.410.587	1.410.587
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	197.979	593.936	791.915	791.915
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,84%	5,76%	303.907	911.720	1.215.627	1.215.627
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	263.940	791.820	1.055.760	1.055.760
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,81%	4,76%	122.692	368.075	490.767	10.557.968

31 de diciembre de 2014

No Corriente					Corriente			No Corriente					
Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	781.789	14.938.243	15.720.032	14.156.454	-	-	-	-	14.156.454
-	-	-	-	9.723.766	657.480	1.972.439	2.629.919	13.403.776	12.088.817	-	-	-	25.492.593
11.223.040	9.874.762	-	-	33.669.121	2.077.536	6.232.607	8.310.143	8.310.143	30.018.631	27.248.583	24.478.536	-	90.055.893
16.048.964	-	-	-	34.274.960	1.867.488	5.602.465	7.469.953	23.248.180	20.758.200	18.268.216	-	-	62.274.596
28.835.249	25.185.037	-	-	86.505.740	2.521.703	7.565.110	10.086.813	10.086.813	34.986.514	31.624.249	28.261.978	-	104.959.554
11.223.040	9.874.762	-	-	33.669.121	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	90.513.112	2.078.386	6.235.159	8.313.545	8.313.545	101.452.870	-	-	-	109.766.415
19.928.937	-	-	-	21.829.261	433.414	1.300.241	1.733.655	1.733.654	1.733.654	22.040.062	-	-	25.507.370
-	-	-	-	-	630.368	1.891.104	2.521.472	37.225.610	-	-	-	-	37.225.610
4.242.394	4.242.394	4.242.394	64.429.087	81.398.663	946.989	2.840.966	3.787.955	3.787.954	3.787.954	3.787.954	3.787.954	71.487.573	86.639.389
44.267.794	-	-	-	47.899.780	790.923	2.372.770	3.163.693	3.163.694	3.163.694	49.010.829	-	-	55.338.217
3.526.287	3.526.287	3.526.287	44.335.883	58.441.031	834.666	2.503.998	3.338.664	3.338.664	3.338.664	3.338.664	3.338.664	52.801.231	66.155.887
-	-	-	-	-	686.017	13.717.969	14.403.986	13.031.952	-	-	-	-	13.031.952
27.313.531	-	-	-	58.703.412	2.748.139	8.244.417	10.992.556	37.583.968	33.920.086	30.262.820	-	-	101.766.874
328.182	328.182	328.182	5.691.198	7.003.926	80.157	240.472	320.629	320.629	320.629	320.629	320.629	5.880.850	7.163.366
329.279	5.391.004	-	-	6.049.562	79.761	239.282	319.043	319.042	319.042	319.042	5.265.385	-	6.222.511
421.944	421.944	421.944	10.086.341	11.774.117	91.749	275.246	366.995	366.994	366.994	366.994	366.994	9.039.318	10.507.294
422.637	5.831.097	-	-	6.676.371	91.899	275.698	367.597	367.597	367.597	367.597	4.989.668	-	6.092.459
-	-	-	-	-	3.881.082	-	3.881.082	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	95.816	287.449	383.265	6.296.355	-	-	-	-	6.296.355
-	-	-	-	-	86.777	260.331	347.108	6.333.114	-	-	-	-	6.333.114
384.530	384.530	7.385.970	-	8.539.560	93.556	280.669	374.225	374.225	374.225	6.103.969	-	-	6.852.419
7.133.427	-	-	-	7.563.685	83.613	250.839	334.452	334.453	334.453	334.453	334.453	6.323.623	7.661.435
-	-	-	-	-	55.213	165.638	220.851	3.194.800	-	-	-	-	3.194.800
-	-	-	-	-	60.213	4.083.492	4.143.705	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	75.819	227.458	303.277	3.682.353	-	-	-	-	3.682.353
-	-	-	-	-	110.739	332.216	442.955	5.600.079	-	-	-	-	5.600.079
-	-	-	-	-	141.246	8.362.253	8.503.499	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	90.771	272.312	363.083	5.260.818	-	-	-	-	5.260.818
-	-	-	-	-	67.470	4.085.912	4.153.382	-	-	-	-	-	-
464.783	464.783	6.548.565	-	7.942.914	113.501	340.502	454.003	454.003	454.003	454.003	454.003	6.397.801	8.213.813
-	-	-	-	-	5.163.298	-	5.163.298	-	-	-	-	-	-
580.980	580.980	580.980	11.366.149	13.690.069	141.902	425.707	567.609	567.609	567.609	567.609	567.609	11.672.179	13.942.615
293.219	4.183.575	-	-	4.770.013	71.597	214.790	286.387	286.387	286.387	286.387	4.087.287	-	4.946.448
-	-	-	-	-	133.501	6.228.634	6.362.135	-	-	-	-	-	-
524.572	524.572	524.572	9.017.708	11.115.996	128.125	384.374	512.499	512.499	512.499	512.499	512.499	9.322.674	11.372.670
632.969	632.969	632.969	17.624.247	20.156.123	154.600	463.801	618.401	618.402	618.402	618.402	618.402	14.100.867	16.574.475
535.489	535.489	535.489	16.868.345	19.010.301	130.791	392.374	523.165	523.166	523.166	523.166	523.166	13.871.576	15.964.240
417.994	417.994	417.994	10.373.415	12.045.391	102.093	306.280	408.373	408.374	408.374	408.374	408.374	10.543.055	12.176.551
-	-	-	-	6.385.839	107.787	323.360	431.147	431.146	6.238.848	-	-	-	6.669.994
-	-	-	-	4.407.670	66.200	198.600	264.800	264.800	4.306.155	-	-	-	4.570.955
702.233	702.233	10.866.005	-	12.972.704	171.606	514.819	686.425	686.425	686.425	686.425	686.425	10.616.171	13.361.871
537.915	537.915	537.915	14.287.204	16.438.864	131.472	394.416	525.888	525.889	525.889	525.889	525.889	13.962.937	16.066.493
676.238	676.238	11.017.735	-	13.046.449	165.257	495.772	661.029	661.029	661.029	661.029	661.029	10.764.497	13.408.613
920.588	920.588	920.588	24.598.494	28.280.846	224.939	674.816	899.755	899.755	899.755	899.755	899.755	24.037.040	27.636.060
1.410.587	1.410.587	1.410.587	21.265.895	26.908.243	345.808	1.037.423	1.383.231	1.383.230	1.383.230	1.383.230	1.383.230	22.161.415	27.694.335
791.915	791.915	791.915	14.457.206	17.624.866	194.336	583.009	777.345	777.345	777.345	777.345	777.345	14.910.973	18.020.353
1.215.627	21.403.513	-	-	23.834.767	299.678	899.035	1.198.713	1.198.713	1.198.713	1.198.713	20.916.464	-	24.512.603
1.055.760	1.055.760	1.055.760	20.595.659	24.818.699	262.032	786.096	1.048.128	1.048.128	1.048.128	1.048.128	1.048.128	21.232.292	25.424.804
-	-	-	-	10.557.968	122.598	367.794	490.392	490.391	10.323.176	-	-	-	10.813.567

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Empresa Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años
								Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	8,87%	8,59%	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A102	Colombia	\$ Col	8,87%	8,59%	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	12,67%	12,11%	1.318.361	3.955.083	5.273.444	5.273.444
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B10	Colombia	\$ Col	12,54%	11,99%	966.592	2.899.777	3.866.369	3.866.370
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	11,87%	11,87%	1.116.102	3.348.305	4.464.407	39.054.871
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B12	Colombia	\$ Col	12,88%	12,30%	551.017	1.653.050	2.204.067	2.204.066
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B15	Colombia	\$ Col	12,87%	12,29%	344.557	1.033.670	1.378.227	1.378.226
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	10,91%	10,49%	258.219	774.658	1.032.877	1.032.878
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	10,03%	9,67%	518.847	1.556.541	2.075.388	2.075.389
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	515.898	1.547.693	2.063.591	2.063.591
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	3.707.356	11.122.068	14.829.424	14.829.424
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	10,13%	9,77%	1.443.011	4.329.034	5.772.045	5.772.045
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	10,46%	10,08%	921.801	2.765.403	3.687.204	3.687.204
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	11,71%	11,23%	2.046.250	6.138.749	8.184.999	8.184.998
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	10,26%	9,89%	975.333	2.925.998	3.901.331	3.901.331
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	10,81%	10,39%	832.281	2.496.844	3.329.125	3.329.126
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	10,91%	10,49%	796.647	2.389.940	3.186.587	3.186.587
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	10,03%	9,67%	618.230	1.854.690	2.472.920	2.472.920
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,63%	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,32%	4,25%	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	-	-	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	654.291	5.230.040	5.884.331	5.728.780
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	US\$	7,76%	7,40%	3.005.941	186.268.331	189.274.272	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7,76%	6,60%	9.793	29.378	39.171	39.170
Totales								83.809.574	390.616.529	474.426.103	364.189.519

No Corriente					Corriente			No Corriente						
Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
898.085	15.080.872	-	-	16.877.042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	53.979.516	-	53.979.516	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	10.281.812	-	10.281.812	-	-	-	-	-	-	
52.249.218	-	-	-	57.522.662	1.213.148	3.639.445	4.852.593	4.852.593	4.852.593	58.216.407	-	-	67.921.593	
3.866.370	36.715.143	-	-	44.447.883	882.562	2.647.687	3.530.249	3.530.250	3.530.250	3.530.250	41.216.421	-	51.807.171	
-	-	-	-	39.054.871	982.211	2.946.634	3.928.845	3.928.846	43.805.925	-	-	-	47.734.771	
2.204.066	2.204.066	2.204.066	21.473.245	30.289.509	509.006	1.527.019	2.036.025	2.036.026	2.036.026	2.036.026	2.036.026	25.961.808	34.105.912	
1.378.226	1.378.226	1.378.226	16.871.733	22.384.637	316.557	949.671	1.266.228	1.266.228	1.266.228	1.266.228	1.266.228	19.363.519	24.428.431	
1.032.878	11.916.341	-	-	13.982.097	228.103	684.309	912.412	912.412	912.412	912.412	13.233.669	-	15.970.905	
2.075.389	2.075.389	25.654.089	-	31.880.256	453.662	1.360.986	1.814.648	1.814.647	1.814.647	1.814.647	1.814.647	28.677.414	35.936.002	
2.063.591	2.063.591	2.063.591	20.454.156	28.708.520	581.078	1.743.234	2.324.312	2.324.312	2.324.312	2.324.312	2.324.312	25.362.714	34.659.962	
14.829.424	14.829.424	14.829.424	146.988.109	206.305.805	4.175.756	12.527.267	16.703.023	16.703.023	16.703.023	16.703.023	16.703.023	182.262.097	249.074.189	
5.772.045	5.772.045	5.772.045	79.151.390	102.239.570	1.246.095	3.738.285	4.984.380	4.984.380	4.984.380	4.984.380	4.984.380	91.102.169	111.039.689	
3.687.204	3.687.204	3.687.204	54.611.375	69.360.191	816.008	2.448.025	3.264.033	3.264.033	3.264.033	3.264.033	3.264.033	61.737.690	74.793.822	
8.184.998	8.184.998	8.184.998	120.690.336	153.430.328	1.843.223	5.529.669	7.372.892	7.372.892	7.372.892	7.372.892	7.372.892	134.542.069	164.033.637	
3.901.331	3.901.331	3.901.331	72.380.849	87.986.173	845.671	2.537.012	3.382.683	3.382.682	3.382.682	3.382.682	3.382.682	77.827.476	91.358.204	
3.329.126	3.329.126	3.329.126	67.969.888	81.286.392	743.130	2.229.390	2.972.520	2.972.520	2.972.520	2.972.520	2.972.520	72.211.138	84.101.218	
3.186.587	36.763.745	-	-	43.136.919	703.731	2.111.194	2.814.925	2.814.926	2.814.926	2.814.926	40.827.900	-	49.272.678	
2.472.920	2.472.920	30.568.013	-	37.986.773	540.559	1.621.676	2.162.235	2.162.235	2.162.235	2.162.235	2.162.235	34.170.442	42.819.382	
-	-	-	-	-	6.203.670	18.611.010	24.814.680	24.814.680	24.814.680	24.814.680	35.548.589	355.689.165	465.681.794	
-	-	-	-	-	2.174.007	11.394.304	13.568.311	12.957.238	12.346.166	11.735.094	11.124.022	73.777.578	121.940.098	
-	-	-	-	-	2.641.806	124.978.079	127.619.885	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	789.495	2.368.484	3.157.979	3.157.979	3.157.979	3.157.979	3.157.979	77.747.246	90.379.162	
-	-	-	-	-	502.137	1.506.412	2.008.549	2.008.549	2.008.549	2.008.549	2.008.549	168.757.572	176.791.768	
-	-	-	-	-	2.621.139	7.863.416	10.484.555	10.484.554	10.484.554	10.484.554	10.484.554	290.965.550	332.903.766	
-	-	-	-	-	2.474.039	7.422.118	9.896.157	9.896.157	9.896.157	9.896.157	9.896.157	195.949.534	235.534.162	
5.564.286	5.390.333	5.206.378	7.441.327	29.331.104	790.690	5.336.045	6.126.735	5.948.045	5.759.080	5.559.249	5.347.928	12.363.802	34.978.104	
-	-	-	-	-	2.820.606	8.461.818	11.282.424	162.940.478	-	-	-	-	162.940.478	
39.170	39.170	39.170	843.993	1.000.673	8.643	25.929	34.572	34.572	34.572	34.572	34.572	763.049	901.337	
303.125.018	255.703.034	158.563.512	893.873.232	1.975.454.315	131.839.960	346.297.475	478.137.435	518.136.414	451.451.978	385.392.822	326.377.184	2.258.358.104	3.939.716.502	

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

e. Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Empresa Acreedora	Nombre del Acreedor	País Empresa Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31 de diciembre de 2015			
								Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	104.950	284.704	389.654	309.519
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,08%	3.894	11.011	14.905	14.462
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,27%	24.433	35.543	59.976	25.939
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,02%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,13%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,79%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,65%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	111.240	-	111.240	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,95%	88.396	181.920	270.316	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	81.772	245.252	327.024	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,99%	77.478	232.058	309.536	12.127
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	68.777	205.694	274.471	22.795
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,67%	948	2.845	3.793	70.687
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	174.389	519.118	693.507	682.380
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,80%	1.905.026	5.600.924	7.505.950	7.201.538
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	649.814	1.909.231	2.559.045	2.451.818
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,10%	2.584.782	7.682.823	10.267.605	15.644.049
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	10,80%	7.331	21.099	28.430	27.912
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	6,55%	6.977	20.183	27.160	27.731
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	87509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	-	-	-
Totales								5.890.207	16.952.405	22.842.612	26.490.957

31 de diciembre de 2014

No Corriente					Corriente				No Corriente				
Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	309.519	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.468	-	-	-	20.930	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13.636	-	-	-	39.575	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	2.250.920	6.692.173	8.943.093	8.781.527	13.384.629	-	-	-	22.166.156
-	-	-	-	-	44.072	-	44.072	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	16.329	-	16.329	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	29.359	19.575	48.934	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	109.063	326.675	435.738	108.717	-	-	-	-	108.717
-	-	-	-	-	87.951	262.195	350.146	265.456	-	-	-	-	265.456
-	-	-	-	-	81.506	243.250	324.756	321.384	-	-	-	-	321.384
-	-	-	-	12.127	76.296	228.219	304.515	302.736	-	-	-	-	302.736
-	-	-	-	22.795	66.774	200.287	267.061	266.963	-	-	-	-	266.963
-	-	-	-	70.687	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	682.380	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.897.126	6.592.714	14.774.124	-	35.465.502	2.333.168	6.862.462	9.195.630	8.830.188	8.464.746	8.099.305	7.733.863	17.273.508	50.401.610
2.344.592	2.237.365	4.986.674	-	12.020.449	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	15.644.049	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23.306	-	-	-	51.218	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20.095	-	-	-	47.826	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	652.199	1.957.446	2.609.645	2.611.991	2.614.490	2.617.151	2.619.984	12.287.815	22.751.431
9.305.223	8.830.079	19.760.798	-	64.387.057	5.747.637	16.792.282	22.539.919	21.488.962	24.463.865	10.716.456	10.353.847	29.561.323	96.584.453

d) Otras Obligaciones

f. Individualización de Otras Obligaciones

								31 de diciembre de 2015			
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Empresa Acreedora	Nombre del Acreedor	País Empresa Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Eletróbrás	Brasil	Real	6,57%	-	-	-	-
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	9,17%	7.170.765	22.702.647	29.873.412	29.555.949
Extranjero	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	8,33%	298.586	868.484	1.167.070	1.094.340
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	1.200.204	3.489.229	4.689.433	4.392.407
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Eletróbras	Brasil	Real	6,10%	693.523	1.569.329	2.262.852	1.878.520
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	10,43%	2.314.061	7.646.652	9.960.713	10.148.604
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	52,56%	20.770	62.310	83.080	83.080
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	12,63%	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	590.129	1.768.176	2.358.305	5.810.613
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	23,59%	2.347.678	14.015.924	16.363.602	4.358.417
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,53%	898	196.109	197.007	-
Totales								14.636.614	52.318.860	66.955.474	57.321.930

31 de diciembre de 2014

No Corriente					Corriente			No Corriente					
Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	405.054	1.185.145	1.590.199	1.476.915	1.310.337	923.887	406.995	569.694	4.687.828
23.816.520	18.573.479	12.754.861	8.800.388	93.501.197	8.176.081	23.832.151	32.008.232	30.151.983	28.295.732	22.101.795	16.454.992	16.008.608	113.013.110
1.021.609	948.878	447.165	-	3.511.992	187.708	548.354	736.062	696.676	657.291	617.907	578.521	274.492	2.824.887
4.095.381	977.435	-	-	9.465.223	1.603.830	4.671.101	6.274.931	5.900.564	5.526.195	5.151.828	1.229.462	-	17.808.049
1.681.608	1.485.719	1.223.656	1.609.492	7.878.995	795.871	2.331.766	3.127.637	2.928.324	2.610.994	2.351.880	2.094.052	4.093.070	14.078.320
9.382.994	8.617.385	5.533.315	3.928.496	37.610.794	2.429.804	7.097.903	9.527.707	9.017.025	8.506.344	7.995.663	7.484.981	6.508.647	39.512.660
83.079	83.080	83.080	2.247.602	2.579.921	17.726	53.177	70.903	70.902	70.902	70.902	70.902	1.993.373	2.276.981
-	-	-	-	-	1.963.184	5.889.552	7.852.736	24.836.144	22.872.959	20.909.775	18.946.591	-	87.565.469
1.792.235	1.883.493	1.937.302	23.273.695	34.697.338	9.523	1.850.404	1.859.927	671.565	670.617	669.670	808.784	23.886.776	26.707.412
-	-	-	-	-	1.097.278	1.294.252	2.391.530	-	-	-	-	-	-
681.224	-	-	-	5.039.641	127.042	381.125	508.167	7.769.157	1.945.985	-	-	-	9.715.142
-	-	-	-	-	952	168.039	168.991	-	-	-	-	-	-
42.554.650	32.569.469	21.979.379	39.859.673	194.285.101	16.814.053	49.302.969	66.117.022	83.519.255	72.467.356	60.793.307	48.075.280	53.334.660	318.189.858

Anexo N°6 Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis Américas.

El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS	Moneda extranjera
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar
	Dólar
	Dólar
	Dólar
	Peso Argentino
	Peso chileno
	Peso Argentino
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	Dólar
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Dólar
	Peso colombiano
	Peso argentino
Plusvalía	Real
	Real
	Peso Colombiano
	Nuevo Sol
	Peso Argentino
	Dólar
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	
TOTAL ACTIVOS	

31/12/2015

		Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes					
		Hasta 90 días	de 91 días a 1 año			Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años
Moneda extranjera	Moneda funcional	M\$	M\$	Total Corriente	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
PASIVOS										
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares	39.350.461	220.635.283	259.985.744	34.667.125	36.469.943	15.535.676	24.641.590	36.451.631	
	Dólares Pesos chileno	3.015.734	186.297.709	189.313.443	39.170	39.170	39.170	39.170	843.993	
	Dólares Reales	20.770	62.310	83.080	83.080	83.079	83.080	83.080	2.247.602	
	Dólares Soles	31.821.714	32.310.979	64.132.693	28.734.262	34.555.459	13.529.933	22.582.038	10.086.341	
	Dólares Peso Argentino	4.492.243	1.964.285	6.456.528	5.810.613	1.792.235	1.883.493	1.937.302	23.273.695	
TOTAL PASIVOS		39.350.461	220.635.283	259.985.744	34.667.125	36.469.943	15.535.676	24.641.590	36.451.631	

Moneda funcional	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
	22.124.481	334.548.745
Peso chileno	6.606.837	294.009.266
Peso Colombiano	195.597	413.009
Nuevo Sol	14.024.599	28.750.530
Peso Argentino	1.297.448	1.058.646
Dólar	-	4.206.734
Dólar	-	6.110.560
Pesos chileno	-	-
	-	14.039.935
Peso chileno	-	14.039.935
	22.124.481	348.588.680
	22.124.481	348.588.680
	29.737.877	61.063.049
Peso chileno	-	27.794.762
Peso chileno	29.494.468	32.795.615
Peso chileno	243.409	472.672
	362.139.818	439.500.128
Nuevo Sol	6.675.472	8.527.161
Peso chileno	202.286.652	258.398.340
Peso chileno	9.687.963	11.045.730
Peso chileno	138.737.427	135.136.616
Peso chileno	4.752.304	6.220.966
Peso chileno	-	20.171.315
	391.877.695	500.563.177
	414.002.176	849.151.857

31/12/2014									
Pasivos corrientes				Pasivos no corrientes					
Total no Corriente	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total no Corriente
	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
147.765.965	27.290.627	194.911.470	222.202.097	264.874.981	71.011.720	60.603.646	42.762.853	804.987.364	1.244.240.564
1.000.673	12.530.333	155.604.278	168.134.611	191.134.280	28.196.301	28.198.962	28.201.795	746.470.766	1.022.202.104
2.579.921	17.726	53.177	70.903	70.902	70.902	70.902	70.902	1.993.373	2.276.981
109.488.033	11.923.154	25.181.231	37.104.385	71.958.836	42.073.900	31.664.112	13.681.372	32.636.449	192.014.669
34.697.338	2.819.414	14.072.784	16.892.198	1.710.963	670.617	669.670	808.784	23.886.776	27.746.810
147.765.965	27.290.627	194.911.470	222.202.097	264.874.981	71.011.720	60.603.646	42.762.853	804.987.364	1.244.240.564

Anexo N°7 Información Adicional

Oficio Circular N° 715

de 03 de Febrero de 2012:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al				
	31/12/2015				
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	577.040.344	89.749.887	36.722.157	15.687.116	42.749.032
Provisión de deterioro	(1.402.962)	(20.682.398)	(1.571.631)	(2.009.596)	(27.939.987)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	334.685.900	-	-	-	-
Provisión de deterioro	(1.125.601)	-	-	-	-
Total	909.197.681	69.067.489	35.150.526	13.677.520	14.809.045

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al				
	31/12/2014				
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	903.063.886	106.894.634	39.814.503	20.741.774	7.150.011
Provisión de deterioro	(1.280.373)	(8.159.865)	(2.408.150)	(4.038.649)	(2.288.401)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	568.028.235	-	-	-	-
Provisión de deterioro	(7.239.158)	-	-	-	-
Total	1.462.572.590	98.734.769	37.406.353	16.703.125	4.861.610

Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
32.624.597	25.381.047	20.410.324	9.076.689	205.088.719	1.054.529.912	257.022.423
(27.094.068)	(19.937.434)	(16.841.473)	(7.231.279)	(175.247.816)	(299.958.644)	-
-	-	-	-	-	334.685.900	141.673.441
-	-	-	-	-	(1.125.601)	-
5.530.529	5.443.613	3.568.851	1.845.410	29.840.903	1.088.131.567	398.695.864

Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
7.174.098	6.387.883	4.538.112	3.416.574	176.818.179	1.275.999.654	202.932.480
(2.122.945)	(2.003.467)	(1.534.602)	(1.360.517)	(129.904.859)	(155.101.828)	-
-	-	-	-	-	568.028.235	88.709.195
-	-	-	-	-	(7.239.158)	-
5.051.153	4.384.416	3.003.510	2.056.057	46.913.320	1.681.686.903	291.641.675

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al					
	31/12/2015					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	9.496.241	804.676.526	195.019	29.386.241	9.691.260	834.062.767
Entre 1 y 30 días	2.104.270	85.980.622	80.275	3.769.265	2.184.545	89.749.887
Entre 31 y 60 días	285.256	34.798.871	6.727	1.923.286	291.983	36.722.157
Entre 61 y 90 días	77.855	14.036.045	7.552	1.651.071	85.407	15.687.116
Entre 91 y 120 días	177.160	41.282.854	5.840	1.466.178	183.000	42.749.032
Entre 121 y 150 días	172.778	31.272.010	6.289	1.352.587	179.067	32.624.597
Entre 151 y 180 días	111.678	24.222.662	6.415	1.158.385	118.093	25.381.047
Entre 181 y 210 días	94.221	19.312.808	4.390	1.097.516	98.611	20.410.324
Entre 211 y 250 días	55.382	8.049.056	4.688	1.027.633	60.070	9.076.689
Superior a 251 días	618.700	201.615.991	8.092	3.472.728	626.792	205.088.719
Total	13.193.541	1.265.247.445	325.287	46.304.890	13.518.828	1.311.552.335

b) Cartera protestada y en cobranza judicial

Cartera protestada y en cobranza judicial 31/12/2015	Saldo al 31/12/2015		Saldo al 31/12/2014	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	1.872.073	23.354.556	164.145	15.922.688
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	4.219	16.044.580	9.983	13.828.106
Total	1.876.292	39.399.136	174.128	29.750.794

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	25.846.624	22.178.152
Provisión cartera repactada	(1.029.013)	669.988
Castigos del período	23.480.578	19.013.041
Recuperos del período	14.962.099	-
Total	63.260.288	41.861.181

Saldo al

31/12/2014

Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
10.244.620	1.091.588.812	93.327	14.407.554	10.337.947	1.105.996.366
2.101.665	101.089.273	85.662	5.805.361	2.187.327	106.894.634
408.941	36.225.884	29.281	3.588.619	438.222	39.814.503
87.712	18.833.430	23.566	1.908.344	111.278	20.741.774
58.397	5.580.951	14.327	1.569.060	72.724	7.150.011
52.163	5.776.635	14.132	1.397.463	66.295	7.174.098
39.113	5.103.607	9.616	1.284.276	48.729	6.387.883
24.086	3.462.029	15.507	1.076.083	39.593	4.538.112
20.666	2.455.802	10.733	960.772	31.399	3.416.574
408.132	148.793.724	18.770	28.024.455	426.902	176.818.179
13.445.495	1.418.910.147	314.921	60.021.987	13.760.416	1.478.932.134

d) Número y monto de operaciones

Saldo al

Número y monto operaciones	31/12/2015		31/12/2014	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	199.988	557.363	1.889.698	1.889.698
Monto de las operaciones	11.043.157	39.779.710	22.848.140	22.848.140

Anexo N°7.1 Información Complementaria de Cuentas Comerciales:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Cuentas comerciales por cobrar	Saldo al				
	31/12/2015				
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	214.520.868	10.315.795	3.889.661	3.959.399	3.758.589
-Grandes Clientes	105.350.555	9.422.903	3.835.624	3.804.996	3.734.126
-Clientes Institucionales	76.797.290	-	-	-	-
-Otros	32.373.023	892.892	54.037	154.403	24.463
Provisión Deterioro	(212.623)	-	-	(363.070)	-
Servicios no facturados	89.723.981	-	-	-	-
Servicios facturados	124.796.887	10.315.795	3.889.661	3.959.399	3.758.589
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	362.519.476	79.434.092	32.832.496	11.727.717	38.990.443
-Clientes Masivos	217.119.041	56.222.800	21.046.214	7.845.767	27.350.487
-Grandes Clientes	99.833.365	12.867.396	6.598.117	1.338.886	1.095.541
-Clientes Institucionales	45.567.070	10.343.896	5.188.165	2.543.064	10.544.415
Provisión Deterioro	(1.190.339)	(20.682.398)	(1.571.631)	(1.646.526)	(27.939.987)
Servicios no facturados	173.794.483	-	-	-	-
Servicios facturados	188.724.993	79.434.092	32.832.496	11.727.717	38.990.443
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	577.040.344	89.749.887	36.722.157	15.687.116	42.749.032
Total Provisión Deterioro	(1.402.962)	(20.682.398)	(1.571.631)	(2.009.596)	(27.939.987)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	575.637.382	69.067.489	35.150.526	13.677.520	14.809.045

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas filiales de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las filiales utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
3.671.364	3.869.173	5.219.854	118.598	47.438.345	296.761.646	230.330.033
3.641.098	3.550.857	5.192.924	75.322	4.367.646	142.976.051	-
-	-	-	-	-	76.797.290	227.118.907
30.266	318.316	26.930	43.276	43.070.699	76.988.305	3.211.126
-	(415.609)	(2.735.412)	-	(45.093.112)	(48.819.826)	-
-	-	-	-	-	89.723.981	32.993.708
3.671.364	3.869.173	5.219.854	118.598	47.438.345	207.037.665	197.336.325
28.953.233	21.511.874	15.190.470	8.958.091	157.650.374	757.768.266	26.692.390
25.742.028	18.419.905	12.598.396	6.157.123	116.019.609	508.521.370	13.043.874
996.107	1.253.697	767.947	850.748	21.559.120	147.160.924	3.424.933
2.215.098	1.838.272	1.824.127	1.950.220	20.071.645	102.085.972	10.223.583
(27.094.068)	(19.521.825)	(14.106.061)	(7.231.279)	(130.154.704)	(251.138.818)	-
-	-	-	-	-	173.794.483	-
28.953.233	21.511.874	15.190.470	8.958.091	157.650.374	583.973.783	26.692.390
32.624.597	25.381.047	20.410.324	9.076.689	205.088.719	1.054.529.912	257.022.423
(27.094.068)	(19.937.434)	(16.841.473)	(7.231.279)	(175.247.816)	(299.958.644)	-
5.530.529	5.443.613	3.568.851	1.845.410	29.840.903	754.571.268	257.022.423

Saldo al
31/12/2014

Cuentas comerciales por cobrar	Cartera	Morosidad	Morosidad	Morosidad
	al día	1-30 días	31-60 días	61-90 días
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	372.017.282	14.185.584	2.368.035	826.795
-Grandes Clientes	293.311.567	6.649.258	2.333.183	563.008
-Clientes Institucionales	48.353.634	-	-	-
-Otros	30.352.081	7.536.326	34.852	263.787
Provisión Deterioro	(388.459)	-	-	(169.056)
Servicios no facturados	211.809.086	-	-	-
Servicios facturados	160.208.196	14.185.584	2.368.035	826.795
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	531.046.604	92.709.050	37.446.468	19.914.979
-Clientes Masivos	363.514.047	66.110.431	24.474.607	6.539.339
-Grandes Clientes	122.493.330	18.645.276	6.038.961	2.946.789
-Clientes Institucionales	45.039.227	7.953.343	6.932.900	10.428.851
Provisión Deterioro	(891.914)	(8.159.865)	(2.408.150)	(3.869.593)
Servicios no facturados	317.688.170	-	-	-
Servicios facturados	217.794.795	92.709.050	37.446.468	19.914.979
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	903.063.886	106.894.634	39.814.503	20.741.774
Total Provisión Deterioro	(1.280.373)	(8.159.865)	(2.408.150)	(4.038.649)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	901.783.513	98.734.769	37.406.353	16.703.125

Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
259.556	101.591	386.044	69.185	140.611	58.775.408	449.130.091	180.858.354
228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	307.284.087	-
-	-	-	-	-	-	48.353.634	172.090.003
31.146	24.125	120.806	3.660	3.788	55.121.799	93.492.370	8.768.351
-	-	-	-	-	(56.435.060)	(56.992.575)	-
-	-	-	-	-	-	211.809.086	1.045.832
259.556	101.591	386.044	69.185	140.611	58.775.408	237.321.005	179.812.522
6.890.455	7.072.507	6.001.839	4.468.927	3.275.963	118.042.771	826.869.563	22.074.126
4.783.444	4.107.710	3.337.309	2.388.662	1.846.646	49.452.156	526.554.351	11.102.240
713.261	1.068.570	1.460.736	1.289.811	664.518	33.142.022	188.463.274	3.153.611
1.393.750	1.896.227	1.203.794	790.454	764.799	35.448.593	111.851.938	7.818.275
(2.288.401)	(2.122.945)	(2.003.467)	(1.534.602)	(1.360.517)	(73.469.799)	(98.109.253)	-
-	-	-	-	-	-	317.688.170	-
6.890.455	7.072.507	6.001.839	4.468.927	3.275.963	118.042.771	513.617.754	22.074.126
7.150.011	7.174.098	6.387.883	4.538.112	3.416.574	176.818.179	1.275.999.654	202.932.480
(2.288.401)	(2.122.945)	(2.003.467)	(1.534.602)	(1.360.517)	(129.904.859)	(155.101.828)	-
4.861.610	5.051.153	4.384.416	3.003.510	2.056.057	46.913.320	1.120.897.826	202.932.480

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al			
	31/12/2015			
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días
	M\$	M\$	M\$	M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN				
Cartera no repactada	209.710.717	10.292.925	3.835.624	3.934.142
-Grandes Clientes	105.350.555	9.422.903	3.835.624	3.804.997
-Clientes Institucionales	76.797.290	-	-	-
-Otros	27.562.872	870.022	-	129.145
Cartera repactada	4.810.151	22.870	54.037	25.257
-Grandes Clientes	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-
-Otros	4.810.151	22.870	54.037	25.257
DISTRIBUCIÓN				
Cartera no repactada	360.318.915	75.687.697	30.963.247	10.101.903
-Clientes Masivos	215.638.939	54.316.549	19.859.514	6.818.125
-Grandes Clientes	99.340.127	11.546.722	6.337.137	1.122.596
-Clientes Institucionales	45.339.849	9.824.426	4.766.596	2.161.182
Cartera repactada	2.200.561	3.746.395	1.869.249	1.625.814
-Clientes Masivos	1.480.102	1.906.252	1.186.699	1.027.641
-Grandes Clientes	493.237	1.320.673	260.980	216.290
-Clientes Institucionales	227.222	519.470	421.570	381.883
Total cartera bruta	577.040.344	89.749.887	36.722.157	15.687.116

Tipos de cartera	Saldo al			
	31/12/2014			
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días
	M\$	M\$	M\$	M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN				
Cartera no repactada	363.410.191	14.146.157	2.333.183	782.547
-Grandes Clientes	293.422.775	6.649.258	2.333.183	563.008
-Clientes Institucionales	48.353.634	-	-	-
-Otros	21.633.782	7.496.899	-	219.539
Cartera repactada	8.718.298	39.427	34.852	44.248
-Grandes Clientes	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-
-Otros	8.718.298	39.427	34.852	44.248
DISTRIBUCIÓN				
Cartera no repactada	525.246.141	86.943.116	33.892.701	18.050.883
-Clientes Masivos	359.557.387	61.876.128	22.363.672	5.224.924
-Grandes Clientes	121.295.659	17.592.569	5.739.993	2.818.594
-Clientes Institucionales	44.393.095	7.474.419	5.789.036	10.007.365
Cartera repactada	5.689.256	5.765.934	3.553.767	1.864.096
-Clientes Masivos	3.845.451	4.234.303	2.110.934	1.314.417
-Grandes Clientes	1.197.671	1.052.707	298.969	128.194
-Clientes Institucionales	646.134	478.924	1.143.864	421.485
Total cartera bruta	903.063.886	106.894.634	39.814.503	20.741.774

Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total cartera bruta
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
3.734.126	3.641.098	3.839.625	5.192.924	75.322	47.048.299	291.304.802
3.734.126	3.641.098	3.550.857	5.192.924	75.322	4.367.645	142.976.051
-	-	-	-	-	-	76.797.290
-	-	288.768	-	-	42.680.654	71.531.461
24.463	30.266	29.548	26.930	43.276	390.045	5.456.843
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
24.463	30.266	29.548	26.930	43.276	390.045	5.456.843
37.548.728	27.630.912	20.383.037	14.119.884	7.973.734	154.567.692	739.295.749
26.452.336	24.953.953	17.774.987	12.008.723	5.629.594	114.472.369	497.925.089
936.511	831.176	1.130.633	643.942	736.404	21.130.377	143.755.625
10.159.881	1.845.783	1.477.417	1.467.219	1.607.736	18.964.946	97.615.035
1.441.715	1.322.321	1.128.837	1.070.586	984.357	3.082.683	18.472.518
898.152	788.075	644.917	589.672	527.529	1.547.241	10.596.280
159.030	164.931	123.064	124.005	114.344	428.743	3.405.297
384.533	369.315	360.856	356.909	342.484	1.106.699	4.470.941
42.749.032	32.624.597	25.381.047	20.410.324	9.076.689	205.088.719	1.054.529.912

Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total cartera bruta
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	58.343.089	439.788.629
228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	307.395.295
-	-	-	-	-	-	48.353.634
-	-	-	-	-	54.689.480	84.039.700
31.146	24.125	120.806	3.660	3.788	432.319	9.452.669
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
31.146	24.125	120.806	3.660	3.788	432.319	9.452.669
5.352.541	5.699.169	4.838.369	3.396.504	2.318.979	90.450.635	776.189.038
3.690.220	3.176.315	2.587.866	1.727.709	1.291.303	37.131.908	498.627.432
627.109	977.296	1.390.709	1.219.723	595.298	32.199.320	184.456.270
1.035.212	1.545.558	859.794	449.072	432.378	21.119.407	93.105.336
1.537.914	1.373.338	1.163.470	1.072.423	956.984	27.592.136	50.569.318
1.093.224	931.394	749.443	660.954	555.345	12.320.248	27.815.713
86.152	91.274	70.027	70.088	69.219	942.702	4.007.003
358.538	350.670	344.000	341.381	332.420	14.329.186	18.746.602
7.150.011	7.174.098	6.387.883	4.538.112	3.416.574	176.818.179	1.275.999.654

Anexo N°7.2 Estimaciones de Ventas y Compras de Energía, Potencia y Peaje:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis Américas.

País	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA	
	31.12.2015		31.12.2014		31.12.2015		31.12.2014		31.12.2015	
BALANCE	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	312.398	231.744	256.708	85.174	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	91.292.198	3.767.410	84.133.181	3.619.524	39.545.565	5.091.255	33.292.452	4.920.460	26.291.133	114.662
Operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Activo estimado	91.604.596	3.999.154	84.389.889	3.704.698	39.545.565	5.091.255	33.292.452	4.920.460	21.988.302	114.662
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	43.386	85.780	-	52.558	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21.741.708	5.032.612	28.040.330	6.514.495	25.029.210	4.373.789	20.163.194	3.511.272	8.559.240	-
Operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pasivo estimado	21.785.094	5.118.392	28.040.330	6.567.053	25.029.210	4.373.789	20.163.194	3.511.272	8.159.989	-

País	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA					
	31.12.2015		31.12.2014		31.12.2013		31.12.2015		31.12.2014		31.12.2013		31.12.2015	
RESULTADO	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Venta Energía	91.614.430	3.782.034	94.439.616	4.137.051	79.365.812	3.844.886	39.027.533	5.024.561	34.481.991	3.341.292	31.384.194	610.848	24.469.681	148.113
Compra de Energía	20.447.041	5.223.843	25.631.699	9.889.413	19.174.609	7.671.493	24.701.337	4.316.494	19.958.532	3.478.388	13.624.354	3.051.373	10.541.703	-

BRASIL						CHILE				TOTAL					
31.12.2014		31.12.2015		31.12.2014		31.12.2015		31.12.2014		31.12.2015		31.12.2014			
Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Potencia	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes		
-	-	-	5.967	-	-	-	-	287.822	33.766	312.398	237.711	544.530	118.940		
35.563.152	2.247.911	95.783.612	4.867.959	84.383.373	5.916.811	-	-	250.102.288	10.403.137	248.609.678	13.841.286	487.474.445	27.107.843		
-	-	-	-	-	-	216.908.877	28.418.337	-	-	216.908.877	28.418.337	-	-		
35.563.152	2.247.911	95.783.612	4.873.926	84.383.373	5.916.811	216.908.877	28.418.337	250.390.110	10.436.903	465.830.953	42.497.334	488.018.976	27.226.783		
-	-	1.107.814	-	-	-	-	-	1.618.986	-	1.151.200	85.780	1.618.986	52.558		
14.539.649	6.529	167.569.844	3.833.787	169.491.822	6.101.636	-	-	92.863.118	9.251.403	222.500.751	13.240.188	325.098.113	25.385.335		
-	-	-	-	-	-	101.922.626	125.308.109	-	-	101.922.626	125.308.109	-	-		
14.539.649	6.529	168.677.658	3.833.787	169.491.822	6.101.636	101.922.626	125.308.109	94.482.104	9.251.403	325.574.577	138.634.077	326.717.099	25.437.893		
ARGENTINA						BRASIL				TOTAL					
31.12.2014		31.12.2013		31.12.2015		31.12.2014		31.12.2013		31.12.2015		31.12.2014		31.12.2013	
Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Potencia	Energía y Potencia	Potencia	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
37.120.676	310.919	58.105.467	872.208	104.917.610	5.394.125	89.394.426	6.268.177	74.614.703	5.342.261	260.029.254	14.348.833	255.436.708	14.057.439	243.470.176	10.670.204
13.839.215	441.931	18.095.954	921.658	184.762.886	4.199.379	179.556.986	6.463.979	61.567.284	2.966.183	240.452.967	13.739.716	238.986.433	20.273.711	112.462.200	14.610.707

Anexo N°8 Detalle Vencimiento Proveedores:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis Américas.

Proveedores con pagos al día	Saldo al			
	31/12/2015			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	-	107.441.015	224.427.906	331.868.921
Entre 31 y 60 días	-	13.041.611	16.446.525	29.488.136
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	2.278.233	2.278.233
Total	-	120.482.626	243.152.664	363.635.290

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al			
	31/12/2015			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	-	-	10.249.865	10.249.865
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-
Entre 121 y 180 días	-	-	-	-
Más de 180 días	-	-	87.506.351	87.506.351
Total	-	-	97.756.216	97.756.216

Saldo al


31/12/2014

Bienes	Servicios	Otros	Total
M\$	M\$	M\$	M\$
17.186.972	157.069.570	635.121.059	809.377.601
-	10.354.996	2.848.853	13.203.849
-	-	376.364	376.364
-	-	376.364	376.364
-	-	3.010.909	3.010.909
-	-	2.516.362	2.516.362
17.186.972	167.424.566	644.249.911	828.861.449

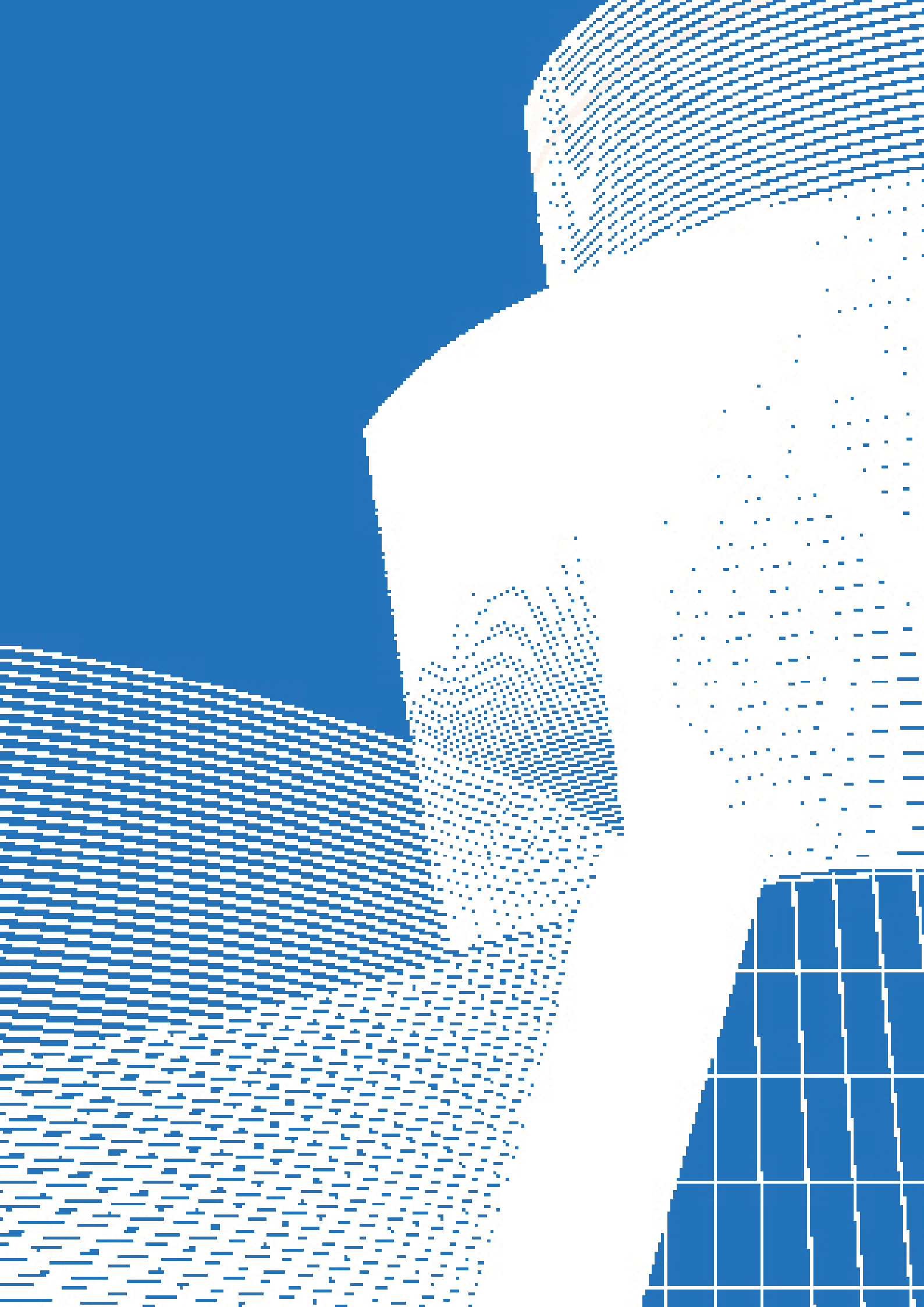
Saldo al

31/12/2014

Bienes	Servicios	Otros	Total
M\$	M\$	M\$	M\$
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-
-	1.137.018	-	1.137.018
-	1.137.018	-	1.137.018



Análisis Razonado de
los Estados Financieros
Consolidados



Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados Grupo Enersis Americas

al 31 de Diciembre de 2015

- El EBITDA de Enersis Américas acumulado a diciembre de 2015, incluyendo operaciones discontinuadas, alcanzó los Ch\$ 2.289.133 millones, en línea con los Ch\$ 2.300.020 obtenidos en 2014.
- El negocio de generación mostró un incremento en el EBITDA de Ch\$ 80.674 millones, un 6.2% más que igual período de 2014. Esto se explica principalmente por los mejores resultados obtenidos en Chile por Ch\$ 159.984 millones, un 45% más que el año anterior, debido a los mejores precios de venta y mayores ventas de energía física unido al efecto de consolidar el 100% de GasAtacama durante todo 2015, mientras que en 2014 se consolidó a partir de mayo. Esto fue parcialmente compensado por un menor EBITDA en Colombia, principalmente por efecto del tipo de cambio, y Brasil.
- En distribución, el EBITDA fue un 5,9% menor que en el año anterior, llegando a Ch\$ 966.679 millones, lo cual se explica mayoritariamente por una caída del 39% en el EBITDA de del negocio de Brasil, a causa principalmente de una menor demanda eléctrica y el aumento en el nivel de pérdidas, producto de la situación macroeconómica del País. Esto fue parcialmente compensado por el reconocimiento de Ch\$ 317.492 millones en Argentina por la Resolución N° 32/2015 y mejores resultados en Perú y Chile.
- El positivo desempeño operacional en generación, junto con el mejor resultado financiero por mayores ingresos y menores costos financieros, implicó un aumento de 8.4% en la utilidad neta atribuible a los accionistas de Enersis comparado con el año anterior, totalizando Ch\$ 661.587 millones.
- La base de clientes del negocio de distribución creció en los últimos doce meses más de 448.000 clientes, superando los 15.2 millones. La demanda de energía en las zonas de concesión del Grupo aumentó en 2,3%, alcanzando ventas físicas por 78.732 GWh.
- En el negocio de generación, la producción de energía neta acumulada alcanzó los 60.403 GWh, nivel muy similar a los 60.299 GWh generado en 2014. Por otro lado, las ventas físicas aumentaron un 4,1 % respecto al año anterior, llegando a 72.039 GWh, mayoritariamente por el incremento de las ventas en Chile y Colombia.
- El Quimbo inició su operación comercial el 16 de noviembre de 2015, aportando 400 MW de capacidad instalada y 159 GWh de producción durante el año 2015. Por otro lado se continúa con la construcción de Los Cóndores (150 MW, hidro), que se estima entrará en funcionamiento a fines de 2018.

Resumen económico-financiero

- La deuda neta consolidada incluyendo operaciones discontinuadas disminuyó con respecto a diciembre de 2014 en US\$ 173 millones, un 5.5% menor, quedando a diciembre de 2015 en US\$ 2.940 millones.
- El resultado de explotación (EBIT) de la compañía aumentó en 0,5% respecto a 2014, llegando a Ch\$ 1.778.633 millones, explicado fundamentalmente por el positivo desempeño del negocio de generación en Chile. Este resultado fue parcialmente compensado por un menor resultado de distribución explicado principalmente por la situación de Ampla en Brasil.
- El resultado financiero neto registra una disminución de la pérdida en Ch\$ 236.547 millones, mejorando un 89.9%. Esto se explica principalmente por mayores ingresos financieros y diferencias de tipo de cambio positivas por dolarización de cuentas por cobrar en Argentina relacionadas con inversiones de años anteriores, y un mayor ingreso financiero en Brasil derivado de la mejora de los activos regulados de distribución al término de la concesión (IFRIC 12) en comparación con el año 2014. Todo esto fue parcialmente compensado por el impacto negativo por tipo de cambio de la deuda denominada en moneda extranjera.
- El resultado antes de impuestos fue de Ch\$ 1.777.745 millones, equivalente a un aumento de 16,5% comparado con 2014.
- El impuesto sobre sociedades devengado por la compañía fue un 27,5% mayor que en el del año anterior, llegando a Ch\$ 633.276 millones, explicado principalmente por Chile y Argentina.

Resumen financiero

La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición. Considerando operaciones discontinuadas, la situación de liquidez fue la siguiente:

Caja y caja equivalente	US\$ 1.872 millones
Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días	US\$ 1.923 millones
Líneas de crédito comprometidas disponibles	US\$ 531 millones
Líneas de crédito no comprometidas disponibles	US\$ 706 millones

- La tasa de interés nominal promedio en diciembre 2015 aumentó hasta el 8,7% desde el 8,3% del mismo periodo del año anterior, influenciado principalmente por peores condiciones de tasas en la deuda tomada en pesos colombianos y reales brasileños. Todo lo anterior en parte contrarrestado con mejores tasas en dólares y mejores condiciones de inflación en Chile.

Para la empresa continuadora, Enersis Américas, la situación de liquidez fue la siguiente:

Caja y caja equivalente	US\$ 1.669 millones
Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días	US\$ 1.720 millones
Líneas de crédito comprometidas disponibles	US\$ 245 millones
Líneas de crédito no comprometidas disponibles	US\$ 411 millones

- La tasa de interés nominal promedio en diciembre 2015 aumentó hasta el 9,6% desde el 8,8% del mismo periodo del año anterior, influenciado principalmente por peores condiciones de tasas en la deuda tomada en pesos colombianos y reales brasileños. Todo lo anterior en parte contrarrestado con mejores tasas en dólares y mejores condiciones de inflación en Chile.

Cobertura y protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y tasa de interés, Enersis Américas S.A. (continuadora de la antigua Enersis S.A.) ha establecido políticas y procedimientos para proteger sus estados financieros ante la volatilidad de estas variables.

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y tasa de interés, Enersis Américas S.A. (continuadora de la antigua Enersis S.A.) ha establecido políticas y procedimientos para proteger sus estados financieros ante la volatilidad de estas variables.

- La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enersis Américas S.A. (consolidado), establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, Enersis Américas tiene contratado, incluyendo operaciones discontinuas, cross currency swaps por US\$ 406 millones y forwards por US\$ 91 millones.
- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, Enersis Américas S.A. (consolidado) mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda. Para lo anterior, tenemos contratados swaps de Tasa de Interés, por US\$ 85 millones.

Para el caso de Enersis Chile S.A. (consolidado), y siguiendo con la práctica de Enersis S.A. antes de la división de las compañías entre Chile y Américas, mantiene cross currency swaps por US\$ 762 millones y forwards por US\$ 184 millones.

Información relevante para el análisis de los presentes Estados Financieros

Tal y como lo indica la Nota 5 de los presentes estados financieros a Diciembre de 2015, con fecha 18 de diciembre de 2015 la Junta de Accionistas de Enersis S.A resolvió aprobar la división de la compañía sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas, está consiste en la división de Enersis y sus filiales Endesa Chile y Chilectra de forma tal que queden separados por un lado los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile.

Con fecha 1 de febrero de 2016, y habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enersis Chile y sus filiales, Endesa Chile y Chilectra y desde esa misma fecha comenzaron a existir legalmente las filiales Enersis Américas (continuadora ex Enersis S.A antigua), Enersis Chile, Endesa Américas y Chilectra Américas.

En consideración a lo anterior y de acuerdo a lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera, al 31 de diciembre de 2015 todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de generación y distribución en Chile se han considerado como "mantenidos para distribuir a los propietarios", habiéndose

procedido a reclasificar sus saldos en balance. Por otra parte, todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación y distribución en Chile, al considerarse operaciones discontinuadas, se presentan en el rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidado.

A efectos comparativos, este esquema de presentación se ha aplicado también a los resultados correspondientes a los ejercicios 2014 y 2013, con lo cual se han re-expresado los estado de resultados integrales consolidados aprobados anteriormente.

De acuerdo a lo descrito anteriormente y para permitir una mejor interpretación de los negocios y de los resultados de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 versus el 2014, se han preparados cuadros que permiten visualizar claramente las operaciones discontinuadas de las continuadas, permitiendo de esta forma explicar los negocios y sus resultados de manera global considerando como sí la operación no se hubiese realizado.

Mercados en que participa la empresa

Las actividades empresariales de Enersis Américas se desarrollan a través de sociedades filiales que operan los distintos negocios en los cinco países en que la Compañía tiene presencia. Los negocios más relevantes para Enersis Américas son la generación y la distribución eléctrica.

A finales de abril de 2014, nuestra filial Endesa Chile adquirió el 50% adicional de los derechos sociales de la sociedad Inversiones Gas Atacama Holding Limitada, obteniendo el control y el 100% de la propiedad.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves al 31 de diciembre de 2015 y 2014, de las sociedades en los distintos países en que operan.

Negocio de Generación

Empresa	Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)		Participación de mercado	
		Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14
Endesa Chile (1)	SIC & SING Chile	23.558	21.157	35,4%	32,6%
Endesa Costanera	SIN Argentina	8.168	7.051	6,2%	5,6%
El Chocón	SIN Argentina	3.801	3.391	2,9%	2,7%
Dock Sud	SIN Argentina	3.802	4.834	2,9%	3,8%
Edegel consolidado	SICN Peru	8.633	9.320	21,6%	24,9%
EE. Piura	SICN Peru	650	596	1,6%	1,6%
Emgesa	SIN Colombia	16.886	15.773	19,0%	19,4%
Cachoeira Dourada	SICN Brasil	3.215	3.903	0,7%	0,8%
Endesa Fortaleza	SICN Brasil	3.326	3.205	0,7%	0,7%
Total		72.039	69.230		
Operaciones Discontinuadas (1)		(23.558)	(21.157)		
Total		48.481	48.073		

(1) incluye Endesa Chile y sus filiales Generadoras en Chile. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 corresponden a Operaciones Discontinuadas.

Negocio de Distribución

Empresa	Ventas de Energía (GWh)		Participación de mercado		Clientes (miles)		Clientes/ Empleados	
	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14
Chilectra (**)	15.893	15.690	5,3%	5,3%	1.781	1.737	2.596	2.518
Edesur	18.492	17.972	12,3%	10,8%	2.480	2.464	596	645
Edelnor	7.624	7.338	8,3%	8,0%	1.337	1.294	2.191	2.090
Ampla	11.547	11.678	20,9%	20,1%	2.997	2.875	2.579	2.466
Coelce	11.229	11.165	13,7%	12,7%	3.758	3.625	3.168	2.989
Codensa	13.946	13.660	7,3%	7,2%	2.865	2.772	2.771	2.658
Total	78.732	77.503	11,3%	10,7%	15.216	14.768	1.722	1.726
Operaciones Discontinuas (**)	(15.893)	(15.690)			(1.781)	(1.737)		
Total Operaciones Continuas	62.838	61.813	11,3%	10,7%	13.436	13.030	1.722	1.726

(*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes.

(**) Datos consolidados. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 corresponden a Operaciones Discontinuas.

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por línea de negocio y categoría de clientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014, de las sociedades en los distintos países en que se opera. La información incluye las operaciones discontinuas considerando como si la operación no se hubiese realizado:

Ingresos por Ventas de Energía Generación y Distribución (millones de Ch\$)						
País	Chile (*)		Argentina (**)		Brasil (**)	
	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14
Ingresos por ventas de energía						
Generación	1.474.818	1.155.806	118.065	75.489	250.600	369.739
Clientes Regulados	1.067.435	760.297	-	-	148.844	157.329
Clientes no Regulados	264.112	274.938	6.003	9.785	66.291	131.767
Ventas de Mercado Spot	140.340	98.451	74.988	38.289	35.465	80.643
Otros Clientes	2.931	22.120	37.074	27.415	-	-
Distribución	1.112.914	997.836	261.053	204.714	1.509.823	1.696.855
Residenciales	407.437	335.917	87.213	70.375	761.401	863.888
Comerciales	350.157	281.979	108.920	82.844	324.695	360.707
Industriales	230.416	196.219	29.920	20.785	121.499	144.536
Otros Consumidores	124.904	183.721	35.000	30.710	302.228	327.724
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(340.368)	(267.341)	(26)	(27)	(133.477)	(143.516)
Ingresos por Ventas de Energía	2.247.364	1.886.301	379.092	280.176	1.626.946	1.923.078
Variación en millones de pesos Ch\$ y %.	361.063	19,1%	98.916	(35,3%)	(296.132)	(15,4%)

(*) Operaciones Discontinuas

(**) Operaciones Continuas

Colombia (**)		Peru (**)		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14
762.280	743.649	355.087	325.249	2.960.850	2.669.932	(552.090)	-	2.408.760	2.669.932
-	-	206.903	184.724	1.423.182	1.102.350	(551.888)	-	871.294	1.102.350
545.157	532.364	116.587	119.299	998.150	1.068.153	(176)	-	997.974	1.068.153
217.123	211.285	11.416	8.692	479.332	437.360	-	-	479.332	437.360
-	-	20.181	12.534	60.186	62.069	(26)	-	60.160	62.069
723.093	808.455	528.051	447.642	4.134.934	4.155.502	(71.949)	-	4.062.985	4.155.502
382.378	433.772	254.248	215.821	1.892.677	1.919.773	(2.498)	-	1.890.179	1.919.773
180.465	202.635	108.633	91.376	1.072.870	1.019.541	(79)	-	1.072.791	1.019.541
76.231	81.752	72.072	62.749	530.138	506.041	-	-	530.138	506.041
84.019	90.296	93.098	77.696	639.249	710.147	(69.372)	-	569.877	710.147
(69.548)	(106.461)	(80.620)	(71.832)	(624.039)	(589.177)	624.039	(122)	-	(589.299)
1.415.825	1.445.643	802.518	701.059	6.471.745	6.236.257	-	-122	6.471.745	6.236.135
(29.818)	(2,1%)	101.459	14,5%	235.488	3,8%	122		235.610	3,8%

I.- Análisis de los Estados Financieros

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enersis Américas al 31 de diciembre de 2015, alcanzó Ch\$ 661.587 millones, lo que representa un aumento del 8,4% respecto del mismo período del año anterior, en donde se registró una utilidad de Ch\$ 610.158 millones.

A continuación se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados de las operaciones continuadas al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (Operaciones Continuadas) (millones de Ch\$)	Dic-15	Dic-14	Variación	% Variación
Ingresos	5.301.440	5.206.370	95.070	1,8%
Ingresos ordinarios	4.667.645	4.806.456	(138.810)	(2,9%)
Otros ingresos de explotación	633.794	399.914	233.880	58,5%
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(2.777.202)	(2.631.669)	(145.532)	(5,5%)
Compras de energía	(1.885.916)	(1.824.003)	(61.914)	(3,4%)
Consumo de combustible	(258.114)	(205.534)	(52.580)	(25,6%)
Gastos de transporte	(245.813)	(265.185)	19.372	7,3%
Otros aprovisionamientos y servicios	(387.358)	(336.947)	(50.411)	(15,0%)
Margen de Contribución	2.524.238	2.574.700	(50.462)	(2,0%)
Gastos de personal	(420.597)	(333.898)	(86.699)	(26,0%)
Otros gastos por naturaleza	(488.529)	(463.729)	(24.799)	(5,4%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	1.615.112	1.777.073	(161.961)	(9,1%)
Depreciación y amortización	(320.542)	(350.743)	30.201	8,6%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	(39.812)	(38.330)	(1.482)	(3,9%)
Resultado de Explotación	1.254.758	1.388.000	(133.242)	(9,6%)
Resultado Financiero	28.287	(213.316)	241.603	113,3%
Ingresos financieros	294.770	251.122	43.649	17,4%
Gastos financieros	(385.455)	(432.314)	46.859	10,8%
Resultados por unidades de reajuste	(9.266)	(13.630)	4.364	32,0%
Diferencia de cambio	128.238	(18.494)	146.732	793,4%
Otros Resultados distintos de la Operación	(3.233)	3.437	(6.670)	(194,1%)
Resultado en venta de activo y otras inversiones	(6.566)	877	(7.443)	(849,1%)
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	3.333	2.560	773	30,2%
Resultado Antes de Impuestos	1.279.812	1.178.121	101.691	8,6%
Impuesto sobre sociedades	(523.663)	(430.592)	(93.071)	(21,6%)
Resultado despues de impuestos de las actividades continuadas	756.149	747.529	8.620	1,2%
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	388.321	281.941	106.379	(37,7%)
Resultado despues de impuestos de las actividades interrumpidas	1.144.469	1.029.470	115.000	11,2%
Resultado del Período	1.144.469	1.029.470	115.000	11,2%
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	661.587	610.158	51.429	8,4%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	482.883	419.312	63.571	15,2%
Utilidad por acción \$ (*) Operaciones Continuadas	5,57	6,89	(1,32)	(19,2%)
Utilidad por acción \$ (*) Operaciones Discontinuas	7,91	5,74	2,17	37,8%
Utilidad por acción \$ (*)	13,48	12,43	1,05	8,5%

(*) Al 31 de Diciembre de 2015 y 2014 el número promedio de acciones ordinarias en circulación son 49.092.772.762.

A continuación se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 incluyendo las operaciones discontinuadas considerando como si la operación no se hubiese realizado:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (incl. Oper. Discontinuadas) (millones de Ch\$)	Dic-15	Dic-14	Variación	% Variación
Ingresos	7.698.847	7.253.876	444.971	6,1%
Ingresos ordinarios	7.050.316	6.819.761	230.555	3,4%
Otros ingresos de explotación	648.530	434.115	214.415	49,4%
Aprovisionamientos y Servicios	(4.259.187)	(3.941.071)	(318.116)	(8,1%)
Compras de energía	(2.746.120)	(2.612.423)	(133.697)	(5,1%)
Consumo de combustible	(585.617)	(511.015)	(74.602)	(14,6%)
Gastos de transporte	(428.267)	(417.134)	(11.133)	(2,7%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(499.184)	(400.499)	(98.685)	(24,6%)
Margen de Contribución	3.439.659	3.312.805	126.854	3,8%
Gastos de personal	(536.148)	(438.734)	(97.414)	(22,2%)
Otros gastos por naturaleza	(614.379)	(574.051)	(40.328)	(7,0%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	2.289.133	2.300.020	(10.887)	(0,5%)
Depreciación y amortización	(473.744)	(479.180)	5.436	1,1%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	(36.757)	(51.515)	14.758	28,7%
Resultado de Explotación	1.778.633	1.769.325	9.308	0,5%
Resultado Financiero	(26.615)	(263.162)	236.547	89,9%
Ingresos financieros	310.040	265.884	44.156	16,6%
Gastos financieros	(447.072)	(491.858)	44.786	9,1%
Resultados por unidades de reajuste	(4.427)	1.634	(6.061)	370,9%
Diferencia de cambio	114.843	(38.822)	153.665	395,8%
Otros Resultados distintos de la Operación	25.728	19.916	5.812	29,2%
Resultado en venta de activo y otras inversiones	13.490	71.769	(58.279)	(81,2%)
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	12.238	(51.853)	64.091	(123,6%)
Resultado Antes de Impuestos	1.777.745	1.526.079	251.666	16,5%
Impuesto sobre sociedades	(633.276)	(496.609)	(136.667)	(27,5%)
Resultado del Período	1.144.469	1.029.470	114.999	11,2%
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	661.587	610.158	51.429	8,4%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	482.883	419.312	63.571	15,2%
Utilidad por acción \$ (*)	13,48	12,43	1,05	8,5%

(*) Al 31 de Diciembre de 2015 y 2014 el número promedio de acciones ordinarias en circulación son 49.092.772.762.

Resultado de explotación:

El resultado de explotación obtenido al 31 de diciembre de 2015 que incluye las actividades discontinuadas como sí la operación no se hubiese realizado presenta un aumento de Ch\$ 9.308 millones, equivalente a un incremento de 0,5%, al pasar de Ch\$1.769.325 millones a diciembre de 2014 a Ch\$ 1.778.633 millones en el presente año.

Los ingresos y costos de explotación para las operaciones continuadas, desglosados por cada línea de negocios para los años 2015 y 2014, se presentan a continuación:

**RESULTADO DE EXPLOTACIÓN POR LINEAS DE NEGOCIOS
(Oper. Continuadas) (millones de Ch\$)**

	Generación y Transmisión		Distribución		Estructura y ajustes		Total	
	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14
Ingresos de explotación	1.734.762	1.762.869	3.890.723	3.802.109	(324.045)	(358.608)	5.301.440	5.206.370
Costos de Explotación	(1.020.066)	(962.567)	(3.317.705)	(3.200.400)	291.090	344.597	(4.046.681)	(3.818.369)
Resultado de Explotación	714.696	800.302	573.018	601.708	(32.955)	(14.011)	1.254.758	1.388.000
Variación en millones de pesos Ch\$ y %.	(85.606)	(10,7%)	(28.691)	(4,8%)	(18.944)	(135,2%)	(133.242)	(9,6%)

A continuación se desglosan los ingresos y costos de explotación por cada línea de negocios para los años 2015 y 2014, incluye las operaciones discontinuadas considerando como sí la operación no se hubiese realizado:

**RESULTADO DE EXPLOTACIÓN POR LINEAS DE NEGOCIOS
(Incl. Oper. Discontinuadas) (millones de Ch\$)**

	Generación y Transmisión		Distribución		Estructura y ajustes		Total	
	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14
Ingresos de explotación	3.279.630	2.983.424	5.148.455	4.930.001	(729.239)	(659.549)	7.698.847	7.253.876
Costos de Explotación	(2.163.115)	(1.937.408)	(4.426.143)	(4.174.186)	669.045	627.042	(5.920.213)	(5.484.552)
Resultado de Explotación	1.116.515	1.046.016	722.312	755.815	(60.194)	(32.506)	1.778.633	1.769.325
Variación en millones de pesos Ch\$ y %.	70.499	6,7%	(33.503)	(4,4%)	(27.688)	(85,2%)	9.308	0,5%

El resultado de explotación de la línea de negocio de generación y transmisión del Grupo que incluye las actividades discontinuadas como sí la operación no se hubiese realizado presenta un incremento de Ch\$ 70.499 millones equivalente a un 6,7%, alcanzando Ch\$ 1.116.515 millones. Las ventas físicas que incluyen las actividades discontinuadas aumentan en un 4,1% llegando a 72.039 GWh (69.230 GWh el año 2014).

El resultado de explotación para la línea de negocio de generación y transmisión que incluye las operaciones discontinuadas como si la operación no se hubiese realizado, se presenta abierto por país en el siguiente cuadro comparativo entre ambos años:

**RESULTADO DE EXPLOTACION POR PAIS
Generación y Transmisión (millones de Ch\$)**

País	Oper. Discontinuadas					
	Chile		Argentina		Brasil	
	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14
Ingresos de explotación	1.543.810	1.220.555	212.136	167.630	305.830	
Costos de Explotación	(1.141.991)	(974.841)	(160.927)	(128.921)	(174.274)	
Resultado de Explotación	401.819	245.715	51.209	38.708	131.556	
Variación en millones de pesos Ch\$ y %.	156.104	63,5%	12.501	32,3%	(17.278)	

a) Operaciones Continuadas:

Argentina

El resultado de explotación de nuestras filiales de generación en Argentina alcanzó los Ch\$ 51.209 millones, siendo superior en Ch\$ 12.501 millones respecto del año anterior, en donde el resultado de explotación alcanzó los Ch\$ 38.708 millones.

El resultado de explotación de Endesa Costanera alcanzó los Ch\$ 20.372 millones, mayor en Ch\$ 6.671 millones respecto de igual período del año anterior como consecuencia de mayores ingresos de explotación por Ch\$ 25.663 millones debido principalmente a una mayor generación lo que se traduce en mayores ventas de energía por 1.117 GWh respecto del año anterior, y de mejores precio medio de venta asociado a la Resolución N°482. Lo anterior se encuentra parcialmente compensado por mayores costos de explotación por Ch\$ 18.992 millones principalmente por mayores gastos de personal por Ch\$ 12.728 millones producto de aumentos de dotación y salarios por convenio colectivo y de mayores gastos por depreciación y deterioro por Ch\$ 5.315 millones debido a mayores activaciones en la Central de Ciclo Combinado.

El resultado de explotación de El Chocón alcanzó los Ch\$ 27.009 millones, superior en Ch\$ 12.671 millones respecto del año anterior, por mayores ingresos de explotación por Ch\$ 9.831 millones debido a mayores ventas físicas de 410 GWh respecto del año anterior producto de las mejores condiciones hidrológicas y a un mejor precio medio de venta asociado a la Resolución N°482. Los costos de explotación disminuyen por Ch\$ 2.840 millones, principalmente por menores otros aprovisionamiento variables y servicios por Ch\$ 1.673 millones principalmente por menores impuestos sobre créditos del regulador, menores gastos de transporte de Ch\$ 1.236 millones por menor cargo variable de la energía entregada producto de la Resolución N°482 y menores compras de energía de Ch\$ 943 millones compensado con mayores gastos de personal por Ch\$ 1.160 millones producto de aumentos salariales.

El resultado de explotación de nuestra filial Dock Sud alcanzo los Ch\$ 3.309 millones , menor en Ch\$ 6.155 millones respecto del año anterior, debido a mayores costos de explotación por Ch\$ 14.512 millones principalmente por mayor consumo de combustible por Ch\$ 7.839 millones, por mayores gastos por depreciación y deterioro por Ch\$ 5.775 millones debido a mayores activaciones en la Central respecto del año 2014 y por mayores gastos de personal por Ch\$ 2.051 millones producto de aumentos salariales, lo anterior compensado con menores otros gastos por naturaleza por Ch\$ 1.603 millones por menores reparaciones en la central. Por su parte los ingresos de explotación aumentan por Ch\$ 8.357 millones producto de mejor precio promedio de venta asociado a la Resolución N°482 por Ch\$ 7.320 millones y a mayores ingresos de remuneración de mantenimientos no recurrentes por Ch\$ 1.037 millones . Las ventas físicas alcanzan los 3.802 GWh en 2015 menores en 1.032 GWh respecto del año anterior donde alcanzaron los 4.834 GWh.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso argentino al peso chileno en ambos ejercicios, produce un aumento en pesos chilenos de un 0,8% a diciembre de 2015 respecto de diciembre de 2014.

Operaciones Continuadas

Dic-14	Colombia		Perú		Sub-Total Operaciones Continuadas		Total	
	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14
437.033	778.768	753.385	437.887	401.695	1.735.820	1.762.869	3.279.630	2.983.424
(288.199)	(405.940)	(303.895)	(280.561)	(242.838)	(1.021.124)	(962.567)	(2.163.115)	(1.937.408)
148.834	372.828	449.490	157.326	158.857	714.696	800.302	1.116.515	1.046.016
(11,6%)	(76.662)	(17,1%)	(1.531)	(1,0%)	(85.607)	(10,7%)	70.499	6,7%

Brasil

El resultado de explotación de nuestras filiales en Brasil alcanzó los Ch\$ 131.556 millones, inferior en Ch\$ 17.278 millones respecto del año anterior, en donde el resultado de explotación alcanzó los Ch\$ 148.834 millones.

El resultado de explotación de nuestra filial Cachoeira Dourada disminuyó en Ch\$ 9.880 millones, debido a menores ingresos de explotación por Ch\$ 67.402 millones principalmente por menores ventas de energía por 688 GWh respecto del año anterior y al efecto de conversión del real brasileño a peso chileno. Por otro lado los costos de explotación disminuyeron en Ch\$ 57.522 millones principalmente por menores compras de energía a clientes libres y spot para cubrir la demanda por Ch\$ 49.032 millones, por menores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 4.080 millones debido a menores impuestos y compensaciones financieras de recursos hídricos, por menores gastos de transporte por Ch\$ 2.481 millones producto de las menores ventas y por menores gastos de depreciación y deterioro por Ch\$ 1.778 millones. Las ventas físicas alcanzan los 3.215 GWh en el presente año menores en 688 GWh respecto del año anterior donde alcanzaron los 3.903 GWh.

El resultado de explotación de Central Fortaleza (CGTF) alcanzó los Ch\$ 34.867 millones, que es menor en Ch\$ 2.127 millones respecto del año anterior, debido a menores ventas de energía por Ch\$ 51.741 millones producto de menores precios de ventas, compensado por menores costos de explotación por Ch\$ 49.614 millones principalmente por menores compras de energía por Ch\$ 48.966 millones debido a menores precios de compra en el mercado. Las ventas físicas alcanzan los 3.326 GWh en el presente año mayores en 121 GWh respecto del año anterior donde alcanzaron los 3.205 GWh.

Nuestra filial Cien presenta una disminución en su resultado de explotación de Ch\$ 6.083 millones, producto de menores ingresos de explotación por Ch\$ 12.133 millones, debido del efecto de conversión del real brasileño al peso chileno por Ch\$ 12.901 millones compensado con aumento en el ingreso anual permitido (RAP) por mayor despacho de energía de acuerdo a lo indicado por el ente regulador por Ch\$ 768 millones. Por otro lado los costos de explotación disminuyeron en Ch\$ 6.050 millones, principalmente por menores gastos de depreciación y deterioro por Ch\$ 3.600 millones principalmente por efectos de conversión del real brasileño al peso chileno, menores gastos de personal por Ch\$ 1.370 millones y por menores otros gastos por naturaleza por Ch\$ 862 millones.

El efecto de convertir los estados financieros desde el real brasileño al peso chileno en ambos períodos, produce una disminución en pesos chilenos de un 19,1% a diciembre de 2015 respecto de diciembre de 2014.

Colombia

El resultado de explotación en Colombia mostró una disminución de un 17,1%, registrando un total de Ch\$ 372.828 millones en 2015 respecto del año anterior, en donde el resultado de explotación alcanzó los Ch\$ 449.490 millones.

El resultado de explotación de Emgesa se vio afectado por mayores costos de explotación por Ch\$ 102.045 millones, debido a mayores compras de energía por Ch\$ 81.968 millones producto de mayores precios medios de compras y ventas físicas, mayor consumo de combustible por Ch\$ 29.972 millones producto de una mayor generación térmica debido a la escasez de lluvias, de mayores otros gastos por naturaleza por Ch\$ 5.111 millones principalmente por reconocimiento del impuesto a la riqueza decretado por el gobierno colombiano por Ch\$ 8.464 millones y mayores gastos de personal por Ch\$ 1.106 millones. Todo lo anterior compensado en parte por menores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 6.558 millones, por menores gastos de depreciación y deterioro por Ch\$ 5.377 millones y por menores gastos de transporte por Ch\$ 4.177 millones, los tres conceptos anteriores afectados principalmente por los efectos de conversión del peso colombiano al peso chileno.

Por su parte los ingresos de explotación se incrementaron por Ch\$ 25.383 millones que corresponden principalmente a mayores ventas físicas del período por 1.113 GWh. y por mejores precios medios de venta respecto del año anterior por Ch\$ 141.431 millones, lo anterior ha sido parcialmente compensado por el efecto de conversión del peso colombiano al peso chileno por Ch\$ 122.712 millones. Adicionalmente se registraron mayores otras ventas por Ch\$ 6.664 millones correspondientes a ventas de gas.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos ejercicios, produce una disminución en pesos chilenos de un 16,5% a diciembre de 2015 respecto de diciembre de 2014.

Perú

El resultado de explotación de nuestras filiales en Perú totalizó Ch\$ 157.326 millones en 2015, reflejando un decremento de Ch\$ 1.531 millones respecto del año anterior, en donde el resultado de explotación alcanzó los Ch\$ 158.857 millones.

El resultado de explotación de Edegel alcanzó los Ch\$ 139.656 millones, una disminución de Ch\$ 1.502 millones respecto del año anterior. Los costos de explotación aumentan en Ch\$ 30.160 millones, principalmente por mayor consumo de combustible por Ch\$ 9.521 millones por mayor generación térmica, mayores gastos por depreciación y deterioro por Ch\$ 7.333 millones por mayores activaciones, mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 7.174 millones por mayores compensaciones por energía renovables, mayores gastos de transporte por Ch\$ 5.815 millones por aumento de precios, mayores otros gastos por naturaleza por Ch\$ 3.667 millones y por mayores gastos de personal por Ch\$ 1.848 millones, compensado con menores compras de energía por Ch\$ 5.198 millones al mercado spot.

Los ingresos de explotación se incrementaron en Ch\$ 28.658 millones principalmente por mejores precios medios de a pesar de las menores ventas físicas por 687 GWh. por Ch\$ 23.614 millones, mayores otros ingresos por peajes por Ch\$ 11.927 millones, compensado por menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 6.883 millones principalmente por mayor base de comparación en 2014 por indemnización de siniestros y seguros turbina T-G7 Central Santa Rosa.

Adicionalmente la filial Empresa Eléctrica de Piura aumentó levemente sus ingresos de explotación en Ch\$ 75 millones respecto del año anterior.

El efecto de convertir los estados financieros desde el nuevo sol peruano al peso chileno en ambos ejercicios, produce un aumento en pesos chilenos de un 2,4 % a diciembre de 2015 respecto de diciembre de 2014.

b) Operaciones Discontinuas:

Chile

El resultado de explotación en Chile aumentó desde Ch\$ 245.715 millones a diciembre de 2013 a Ch\$ 401.819 millones en el presente año, principalmente por mayores ingresos de explotación de Ch\$ 323.255 millones, debido principalmente a mayores ventas físicas por 2.401 GWh respecto del año anterior y por mejores precios promedio de venta de energía, así como los mayores ingresos de explotación aportados por la filial GasAtacama por Ch\$ 69.941 millones, sociedad cuyos resultados son consolidados desde mayo de 2014.

Por su parte, los costos de explotación aumentaron en Ch\$ 167.150 millones respecto del año anterior, debido a mayores costos por compras de energía por Ch\$ 32.289 millones por el incremento de compras físicas en el mercado spot, mayores gastos de consumo de combustibles por Ch\$ 22.028 millones explicado principalmente por la incorporación de GasAtacama, mayores gastos de transporte por Ch\$ 36.860 millones regasificación GNL Chile y peajes de gas, mayores gastos de otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 39.501 millones debido principalmente a los costos relacionados con el acuerdo firmado con AES Gener que permite utilizar el GNL disponible de Endesa en el ciclo combinado de Nueva Renca por Ch\$ 23.739 millones, mayores costos por compra y transporte de agua para la operación de la Central San Isidro por Ch\$ 9.441 millones y a mayores otros costos por Ch\$ 6.321 millones, mayores gastos por depreciación y deterioro por Ch\$ 3.880 millones, principalmente producto de la incorporación de GasAtacama por Ch\$ 2.811 millones, mayores activaciones efectuadas en el segundo semestre de 2014 en San Isidro II, Bocamina II, Tal Tal y Rapel por Ch\$ 22.155 millones, mayores gastos de depreciación en Celta por Ch\$ 3.342 millones por activación de proyecto ojos de agua y activaciones a la central, deterioro Proyecto Eólico Waiwén por Ch\$ 2.522 millones compensado con reverso deterioro Celta por Ch\$ 12.578 millones, deterioro Proyecto Punta Alcalde por Ch\$ 12.581 millones registrado en 2014 y depreciación túnel el melón en 2014 por Ch\$ 2.604 millones, mayores otros gastos por naturaleza por Ch\$ 24.875 millones principalmente por mayores gastos reestructuración organizacional, multas por castigos y litigios, y a mayores gastos de personal por Ch\$ 7.718 millones por planes de retiro y finiquitos.

Con fecha 22 de Abril de 2014 nuestra filial Endesa Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada alcanzando el 100% de la propiedad. La filial adquirida cuyos resultados operacionales se reconocen a partir de mayo de 2014, presenta un mejor resultado de explotación de Ch\$ 9.596 millones respecto del año anterior.

La línea de negocio de distribución incluidas las operaciones discontinuadas como si la operación no se hubiese realizado del Grupo Enersis Américas presenta en el año una disminución en el resultado de explotación de Ch\$ 33.503 millones, equivalente a un 4,4% respecto del año anterior, alcanzando los Ch\$ 722.312 millones. Las ventas físicas aumentan en 1.229 GWh, equivalente a un incremento del 1,6% de variación respecto del año anterior alcanzando los 78.732 GWh. El número de clientes aumentó en 448 mil llegando a los 15,2 millones, un 3,0 % más que el año anterior.

El resultado de explotación para la línea de negocio de distribución detallado por país que incluye las operaciones discontinuadas como si la operación no se hubiese realizado, se presenta en el siguiente cuadro, comparando los resultados entre ambos años.

RESULTADO DE EXPLOTACION POR PAIS
Distribución (millones de Ch\$)

País	Oper. Discontinuadas				
	Chile		Argentina		Brasil
	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15
Ingresos de explotación	1.257.732	1.127.893	607.345	371.412	1.836.864
Costos de Explotación	(1.108.438)	(973.786)	(503.570)	(422.641)	(1.709.530)
Resultado de Explotación	149.294	154.107	103.775	(51.229)	127.334
Variación en millones de pesos Ch\$ y %.	(4.813)	(3,1%)	155.005	302,6%	(173.892)

a) Actividades Continuas:

Argentina

En Argentina, nuestra filial Edesur presenta un mejor resultado de explotación de Ch\$ 155.005 millones, al pasar de una pérdida de Ch\$ 51.229 millones obtenida en el año 2014, a una utilidad de Ch\$ 103.775 millones en el presente año principalmente por:

Los ingresos de explotación aumentan en Ch\$ 235.933 millones dado que en el presente ejercicio se han registrados ingresos por Ch\$ 351.464 millones producto de la aplicación de la nueva Resolución N°32/2015 de fecha 11 de marzo que a efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal suministro del servicio público de distribución de energía eléctrica, aprueba un aumento transitorio de los ingresos de Edesur, sin que ello implique un aumento tarifario a partir del 1 de febrero de 2015 cuyo monto que asciende a Ch\$ 305.941 millones, al reconocimiento de los costos no traspasados a tarifa MMC correspondiente a enero de 2015 por Ch\$ 11.551 millones y adicionalmente se reconocen en ingresos por ventas de energía Ch\$ 33.972 millones, pues también establece que, a partir del 1 de febrero de 2015, que los fondos provenientes del PUREE deben ser considerados como parte de los ingresos de las distribuidoras. Todo lo anterior fue compensado con el reconocimiento de ingresos a diciembre de 2014 de Ch\$ 132.374 millones producto de la aplicación de la Resolución 250/13 que reconoce los costos no traspasados a tarifa MMC y por ingresos de otras prestaciones por Ch\$ 5.524 millones. Adicionalmente las ventas de energía se incrementan en Ch\$ 22.367 millones por mayores ventas físicas del período de 520 GWh.

Los costos de explotación han aumentado en Ch\$ 80.929 millones principalmente por mayores gastos de personal por Ch\$ 72.850 millones principalmente por incrementos salariales y finiquitos, por Ch\$ 10.499 millones de otros gastos por naturaleza principalmente mayores gastos empresas contratistas, mayores gastos por depreciación y deterioro por Ch\$ 2.187 millones y otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 1.055 millones. Todo lo anterior compensado con menores compras de energía al regulador local por Ch\$ 5.328 millones.

Operaciones Continuas

					Sub-Total Operaciones Continuas		Total	
Colombia		Perú						
Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14
1.969.226	884.467	982.771	562.046	478.700	3.890.723	3.802.109	5.148.455	4.930.001
(1.668.001)	(648.880)	(720.796)	(454.341)	(387.714)	(3.317.705)	(3.200.400)	(4.426.143)	(4.174.186)
301.226	235.588	261.975	107.705	90.986	573.018	601.709	722.312	755.815
(57,7%)	(26.388)	(10,1%)	16.719	18,4%	(28.690)	(4,8%)	(33.504)	(4,4%)

Las pérdidas de energía aumentan 1.5 p.p. llegando a 12,3% a diciembre de 2015 y el número de clientes en Edesur aumentó en 15,4 mil, superando los 2,48 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso argentino al peso chileno en ambos ejercicios, produce un aumento en pesos chilenos de un 0,8% a diciembre de 2015 respecto de diciembre de 2014.

Brasil

En Brasil, el resultado de explotación de nuestras filiales de distribución alcanzó los Ch\$ 127.334 millones, un 57,7% menor respecto a igual período del año 2014.

El resultado de explotación de Ampla alcanzó los Ch\$ 26.423 millones, que comparado con el año anterior donde obtuvo Ch\$ 183.846 millones, presenta una disminución de Ch\$ 157.423 millones. Esto se explica principalmente a mayores costos por compras de energía por Ch\$ 75.051 millones, afectado por los mayores precios debido a la sequía, compensado en parte con menores otros gastos por depreciación y deterioro por Ch\$ 6.465 millones por menores castigos de activos y por menores gastos de transporte por Ch\$ 10.170 millones principalmente por efectos de conversión del real brasileño al peso chileno. Por su parte los ingresos de explotación disminuyen en Ch\$ 98.895 millones debido a menores ingresos por ventas de energía principalmente por efectos de conversión del real brasileño al peso chileno a pesar de los mejores precios medios de venta.

Las ventas físicas disminuyeron en 131 GWh alcanzando los 11.547 GWh a diciembre de 2015. Las pérdidas de energía aumentan en 0,8 p.p. pasando de un 20,1% a un 20,9% a diciembre de 2015. El número de clientes en Ampla aumentó en 121,4 mil, superando los 2,99 millones de clientes.

En nuestra filial Coelce, el resultado de explotación disminuyó en Ch\$ 16.469 millones, alcanzando los Ch\$ 100.911 millones. Los menores ingresos de explotación por Ch\$ 66.760 millones corresponden principalmente a menores ingresos por ventas de energía debido a los efectos de conversión del real brasileño al peso chileno, a pesar de las mayores ventas físicas de 64 GWh y por mejores precios de venta de la energía. Por su parte los costos de explotación disminuyen en Ch\$ 50.291 millones, por menores compra de energía por Ch\$ 36.421 millones principalmente por los efectos de conversión del real brasileño al peso chileno compensado por los mayores precios de compra debido a la sequía y por los menores otros gastos por depreciación y deterioro por Ch\$ 18.318 millones por efectos de conversión del real brasileño al peso chileno y efectos de revisión tarifaria en 2014..

Las ventas físicas aumentaron en 64 GWh. alcanzando los 11.229 GWh. en 2015. Las pérdidas de energía aumentan en 1 p.p. llegando a 13,7% a diciembre de 2015 y el número de clientes en Coelce aumentó en 132,4 mil, superando los 3,76 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el real brasileño al peso chileno en ambos períodos, produce una disminución en pesos chilenos de un 19,1% a diciembre de 2015 respecto de diciembre de 2014.

Colombia

En Colombia, el resultado de explotación de Codensa alcanzó los Ch\$ 235.588 millones, reflejando una disminución de Ch\$ 26.388 millones respecto del año anterior. Esto se explica porque los ingresos de explotación disminuyen en Ch\$ 98.304 millones principalmente por menores ventas de energía por Ch\$ 85.362 millones debido al efecto de conversión del peso colombiano al peso chileno por Ch\$ 133.406 millones , compensado con las mayores ventas físicas de energía por 286 GWh. y a mejores precios medios de venta por Ch\$ 48.044 millones, menores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 18.186 millones por efecto de conversión al peso chileno por Ch\$ 28.353 millones neto de mayores ingresos por arrendamiento de redes y postes y mantenimiento de infraestructura de alumbrado público por Ch\$ 10.167 millones, compensado por mayores otros ingresos de explotación por Ch\$ 5.042 millones principalmente por indemnización de siniestros. Por su parte los costos de explotación también disminuyen en Ch\$ 71.916 millones principalmente por menores compras de energía por Ch\$ 40.618 millones debido al efecto de conversión por Ch\$ 68.739 millones compensado con mayores compras de energía por Ch\$ 28.121 millones , menores gastos de depreciación y deterioro por Ch\$ 14.845 millones principalmente por efectos de conversión por Ch\$ 12.277 millones, menores gastos de transporte por Ch\$ 5.300 millones por efectos de conversión por Ch\$ 14.544 millones compensado con mayores gastos por uso de redes por Ch\$ 9.243 millones , menores otros gastos por naturaleza por Ch\$ 11.170 millones principalmente por efectos de conversión por Ch\$ 11.160 millones, menores gastos de mantenimiento de redes y otros por Ch\$ 5.256 millones compensado con el reconocimiento del impuesto a la riqueza decretado por el gobierno colombiano por Ch\$ 5.266 millones.

Las pérdidas de energía aumentan un 0,1 p.p. hasta un 7,3% a diciembre de 2015 y el número de clientes aumentó en 92,8 mil, superando los 2,87 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos ejercicios, produce una disminución en pesos chilenos de un 16,5% a diciembre de 2015 respecto de diciembre de 2014.

Perú

En Perú, nuestra filial Edelnor presenta un resultado de explotación de Ch\$ 107.705 millones, superior en Ch\$ 16.719 millones al obtenido en el año anterior, principalmente explicado por el incremento de los ingresos de explotación por Ch\$ 83.346 millones debido principalmente a mayores ventas físicas del período. Lo anterior fue parcialmente compensado por los mayores costos de explotación por Ch\$ 66.627 millones, principalmente por mayores compras de energía por Ch\$ 58.910 millones para cubrir la mayor demanda de los clientes, mayores gastos en otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 4.989 millones gastos de mantenimiento generales y mayores gastos de depreciación y deterioro por Ch\$ 2.416 millones por mayores activaciones en líneas de distribución de media y baja tensión.

Las ventas físicas aumentan en 286 GWh, alcanzando los 7.624 GWh a diciembre de 2015. Las pérdidas de energía aumentan en 0,3 p.p. llegando a 8,3% a diciembre de 2015. El número de clientes aumentó en 43,1 mil, superando los 1,34 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el nuevo sol peruano al peso chileno en ambos ejercicios, produce un aumento en pesos chilenos de un 2,4 % a diciembre de 2015 respecto de diciembre de 2014.

b) Actividades Discontinuadas:

Chile

En Chile, nuestra filial Chilectra ha obtenido un resultado de explotación de Ch\$ 149.294 millones, disminuyendo en Ch\$ 4.813 millones respecto del año anterior, o el equivalente a un 3,1%.

La variación es explicada principalmente por mayores ingresos de explotación de Ch\$ 129.839 millones, como consecuencia de aumentos en las ventas de energía por Ch\$ 115.077 millones tanto por las mayores ventas físicas como por el incremento de tarifa a clientes regulados y al mayor reconocimiento por la reliquidación de Decretos de Precio Nudo Promedio no aplicados y a aumentos en ingresos por otras prestaciones de servicios por Ch\$ 16.359 millones principalmente ingresos por peajes de transmisión con generadoras por Ch\$ 9.869 millones y arriendos y mantenimiento de alumbrado público e instalación de redes y otros servicios por Ch\$ 6.490 millones.

Los mayores costos de explotación por Ch\$ 134.652 millones, son producto de aumento de compras de energía por Ch\$ 115.265 millones por mayores compras físicas y mayores precio de compra respecto del año anterior, por mayores gastos por aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 8.169 millones mayores principalmente por compensaciones a clientes por fallas en el sistema y otros costos, mayores otros gastos por depreciación y deterioro por Ch\$ 7.667 millones por aumento de mayores activaciones de activos fijos y mayor provisión de incobrabilidad, por mayores gastos de transporte por Ch\$ 4.541 millones debido a mayores costos de peajes y mayores gastos de personal por Ch\$ 355 millones. Todo lo anterior compensado con menores otros gastos por naturaleza por Ch\$ 1.345 millones.

Las pérdidas de energía se mantienen en un 5,3% para ambos años. Las ventas físicas de energía crecen un 1,3%, alcanzando los 15.893 GWh en el presente año y el número de clientes aumentó en 43,5 mil, alcanzando los 1,78 millones.

A continuación se muestra un resumen, de los ingresos, costos de explotación y resultados de explotación de las filiales del Grupo Enersis Américas, para los años terminados a diciembre de 2015 y 2014. Incluye las operaciones discontinuadas considerando como si la operación no se hubiese realizado.

DETALLE RESULTADO DE EXPLOTACIÓN
(Inc. Oper. Discontinuadas) (millones de Ch\$)

Empresas	Dic-15			Dic-14		
	Ingresos de Explotación	Costos de Explotación	Resultado de Explotación	Ingresos de Explotación	Costos de Explotación	Resultado de Explotación
Endesa Chile consolidado	2.442.790	(1.508.012)	934.778	2.135.173	(1.286.157)	849.016
Cachoeira Dourada	91.563	(29.590)	61.973	158.965	(87.112)	71.853
CGTF	159.052	(124.185)	34.867	210.793	(173.799)	36.994
Cien	58.667	(22.629)	36.038	70.800	(28.679)	42.121
Chilectra S.A.	1.257.732	(1.108.438)	149.294	1.127.893	(973.786)	154.107
Edesur S.A.	607.345	(503.570)	103.775	371.412	(422.641)	(51.229)
Edelnor S.A.	562.046	(454.346)	107.700	478.695	(387.722)	90.973
Ampla	1.026.680	(1.000.257)	26.423	1.092.282	(908.436)	183.846
Coelce	810.184	(709.273)	100.911	876.944	(759.564)	117.380
Codensa S.A.	884.467	(648.880)	235.587	982.771	(720.796)	261.975
Inmob. Manso de Velasco Ltda.(1)	-	-	-	12.596	(7.236)	5.360
Servicios Informaticos e Inmobiliarios Ltda(ex ICT)	8.661	(9.173)	(512)	4.978	(6.520)	(1.542)
Cemsa	2.270	(3.525)	(1.256)	1.281	(2.115)	(834)
Dock Sud	69.963	(66.653)	3.309	61.606	(52.141)	9.465
EE Piura	58.093	(40.429)	17.663	50.849	(33.261)	17.588
Holding Enersis y soc. inversión	52.678	(108.814)	(56.136)	5.537	(21.491)	(15.953)
Ajustes de Consolidación	(393.345)	417.562	24.217	(388.699)	386.905	(1.794)
Total	7.698.847	(5.920.214)	1.778.633	7.253.876	(5.484.551)	1.769.325

(1) Sociedad fusionada en 2015 por Servicios Informaticos e Inmobiliarios Ltda.(ex ICT)

Se muestra a continuación los resultados no operacionales que incluyen las operaciones discontinuadas considerando como sí la operación no se hubiere realizado para los años terminados a diciembre de 2015 y 2014:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO
(incl. Oper. Discontinuadas) (millones de Ch\$)

	Dic-15	Dic-14	Variación	% Variación
Resultado Financiero	(26.615)	(263.162)	236.547	89,9%
Ingresos financieros	310.040	265.884	44.156	16,6%
Gastos financieros	(447.072)	(491.858)	44.786	9,1%
Resultados por unidades de reajuste	(4.427)	1.634	(6.061)	370,9%
Diferencia de cambio	114.843	(38.822)	153.665	395,8%
Otros Resultados distintos de la Operación	25.728	19.916	5.812	29,2%
Resultado en venta de activo y otras inversiones	13.490	71.769	(58.279)	(81,2%)
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	12.238	(51.853)	64.091	(123,6%)
Resultado Antes de Impuestos	1.777.745	1.526.079	251.666	16,5%
Impuesto sobre sociedades	(633.276)	(496.609)	(136.667)	(27,5%)
Resultado del Período	1.144.469	1.029.470	114.999	11,2%

Resultado Financiero

El resultado financiero ascendió a un gasto de Ch\$ 26.615 millones, lo que representa Ch\$ 236.547 millones menos respecto del año 2014. Lo anterior está principalmente explicado por:

Mayores ingresos financieros por Ch\$ 44.156 millones debido principalmente a mayores ingresos por Ch\$ 37.618 millones como consecuencia de la actualización de los activos no amortizados al término de la concesión en Ampla y Coelce a Valor Nuevo de Reposición, mayores ingresos por Ch\$ 19.906 millones por la actualización financiera de los activos y pasivos regulatorios de las distribuidoras brasileñas Ampla y Coelce, mayores ingresos por Ch\$ 38.641 millones por condonación de gastos financieros en Edesur y Costanera por deuda con CAMMESA de acuerdo a Nota SE1208/2015, mayores ingresos por cuentas por cobrar a VOSA por Ch\$ 57.080 millones, compensado con menores ingresos producto de colocación de inversiones y otros instrumentos financieros en Enersis por Ch\$ 23.092 millones y menores ingresos por Ch\$ 84.535 millones por reestructuración de la deuda Mitsubishi en nuestra filial Endesa Costanera ocurrida en 2014.

Menores gastos financieros por Ch\$ 44.786 millones, principalmente por menores gastos financieros en filiales brasileñas por Ch\$ 68.729 millones como consecuencia de la actualización de los activos de los activos no amortizados al término de la concesión en Ampla y Coelce a Valor Nuevo de Reposición compensado con mayores gastos en filiales argentinas Edesur y Endesa Costanera por Ch\$ 39.970 millones principalmente por mayor deuda con CAMMESA. La diferencia corresponde a menores gastos financieros principalmente por efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de nuestras filiales en el extranjero por Ch\$ 16.027 millones especialmente en filiales brasileñas.

Mayores gastos por unidades de reajuste por Ch\$ 6.061 millones principalmente por los menores efectos de las deudas financieras en U.F. que poseen algunas filiales chilenas.

Menores gastos por diferencias de cambio por Ch\$ 153.665 millones, principalmente por diferencias de cambio positivas por dolarización de las cuentas por cobrar a VOSA por Ch\$ 141.560 millones, por menores efectos en DockSud por Ch\$ 26.644 millones producto de la capitalización de toda su deuda a fines de 2014 y por menores efectos en Endesa Costanera por Ch\$ 5.260 millones debido a menor deuda en dólares respecto del período 2014. Todo anterior parcialmente compensado principalmente con las mayores diferencias de cambio de la deuda en moneda extranjera.

Resultado en venta de activos y otras inversiones

El menor resultado de Ch\$ 58.279 millones corresponde principalmente a menor ingreso por la remediación de la participación pre-existente inicial del 50% de Gas Atacama y la realización de sus diferencias de cambio por Ch\$ 42.553 millones registrado en 2014, menores ingresos por la venta de la participación de los Maitenes y Aguas Santiago Poniente (Proyecto Enea) por Ch\$ 21.078 registrado en 2014 compensado con ingreso por Ch\$ 4.207 millones correspondiente al resultado por la venta del Túnel el Melón en enero de 2015.

Resultado de sociedades contabilizadas por método de la participación

El mejor resultado de Ch\$ 64.091 millones corresponde principalmente al deterioro del Proyecto Hidroaysen por Ch\$ 69.066 millones efectuada en 2014, como consecuencia de la incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades presenta un mayor gasto de Ch\$ 136.667 millones que se explica principalmente por mayores gastos en Endesa Chile por Ch\$ 64.609 millones principalmente por mejores resultados financieros respecto del año anterior, efecto de tipo de cambio en las inversiones extranjeras y por incremento de tasa por nueva reforma tributaria aplicada a contar de septiembre de 2014 en Chile, en Empresa Hidroeléctrica Chocón por Ch\$ 53.119 millones producto de mejores resultados financieros respecto del año anterior por dolarización de VOSA y en Enersis por Ch\$ 16.948 millones por principalmente por efecto tipo de cambio en las inversiones extranjeras.

Análisis del estado de situación financiera

Activos (millones de Ch\$)	Dic-15	Dic-15	Dic-14	Variación	% Variación
	SVS	Inc. Oper. Disc.			
Activos Corrientes	2.589.626	3.437.084	3.931.499	(494.415)	(12,6%)
Activos No Corrientes	7.535.593	12.012.070	11.989.823	22.247	0,2%
Activos no corrientes mantenidos para distribuir a los propietarios	5.323.936	-	-	-	-
Total Activos	15.449.154	15.449.154	15.921.322	(472.168)	(3,0%)

Los activos totales de la Compañía, incluidos aquellos para distribuir a los propietarios presentan a diciembre de 2015 una disminución de Ch\$ 472.168 millones respecto de diciembre de 2014, como consecuencia principalmente de:

- Los Activos Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 494.415 millones equivalente a un 12,6%, que se explica por:
 - Disminución del Efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 375.320 millones debido principalmente a la disminución Emgesa por Ch\$ 157.624 millones por pagos a proveedores, Dividendos, Impuesto a la Riqueza y pago de Bonos neto de recaudación, en Grupo Enel Brasil por Ch\$ 106.538 millones pago de proveedores de energía, pago préstamos neto de recaudación y aportes del fondo CDE, en Edelnor por Ch\$ 44.807 millones por pago a proveedores, dividendos y deuda financiera neto de recaudación, en Codensa por Ch\$ 43.198 millones por pago a proveedores, dividendos, e Impuesto a la Riqueza neto de recaudación y en Edegel por Ch\$ 26.938 millones por pago de proveedores, impuestos, dividendos y deuda financiera.
 - Disminución de Otros Activos no financieros corrientes por Ch\$ 69.124 millones explicado principalmente por los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades y por liquidaciones de anticipos de proveedores.
 - Disminución de Activos por impuestos corrientes por \$ 42.812 millones principalmente en Enersis por Ch\$ 16.148 millones y Endesa Chile por Ch\$ 25.593 millones por menores Pagos Provisionales Mensuales (P.P.M) y Créditos por Dividendos a recibir.
 - Disminución de Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta por Ch\$ 7.979 millones, corresponde a los activos de Túnel el Melón, sociedad vendida en Enero de 2015.

- Aumento de los Activos No Corrientes en Ch\$ 22.247 millones equivalente a un 0,2% principalmente por:
 - Aumento de Propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 198.519 millones que corresponde principalmente a las nuevas inversiones del período por Ch\$ 1.131.848 millones y otros movimientos por Ch\$ 31.261 millones principalmente por provisiones de desmantelamiento parcialmente compensado por la depreciación y deterioro del período por Ch\$ 383.297 millones, los efectos de conversión desde las distintas monedas funcionales de las sociedades por Ch\$ 575.643 millones y otras bajas por Ch\$ 5.650 millones.
 - Aumento de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 121.446 millones que corresponde principalmente a la dolarización de las cuentas a cobrar al regulador argentino por la construcción de la Central de Vuelta Obligado (VOSA) en Endesa Costanera, Central Dock Sud e Hidroeléctrica El Chocón, neto del efecto de conversión.
 - Disminución de Activos intangibles distintos de la plusvalía por Ch\$ 143.933 millones principalmente a las nuevas inversiones del período por Ch\$ 256.893 millones parcialmente compensado por la depreciación y deterioro del período por Ch\$ 86.052 millones, los efectos de conversión desde las distintas monedas funcionales de las sociedades por Ch\$ 243.086 millones y por otros movimientos por Ch\$ 71.688 millones.
 - Disminución de Plusvalía por Ch\$ 79.397 millones, explicado principalmente por los efectos de conversión de las distintas monedas de las inversiones en el exterior.
 - Disminución de Activos por impuestos diferidos por Ch\$ 61.921 millones, explicado principalmente por los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades y menores efectos de activos en nuestras filiales colombianas Emgesa y Codensa.
 - Disminución de Otros activos financieros no corrientes por Ch\$ 19.543 millones, principalmente por efectos de la conversión desde real brasileño al peso chileno en las distribuidoras brasileñas Ampla y Coelce por la cuenta a cobrar por la IFRIC 12.

Los pasivos totales incluidos aquellos para distribuir a los propietarios, además del patrimonio total de la Compañía, presentan una disminución de Ch\$ 472.168 millones respecto a diciembre de 2014. Esto se debe principalmente a la disminución de los pasivos no corrientes por Ch\$ 423.310 millones, a la disminución en el patrimonio por Ch\$ 89.411 millones y al aumento de los pasivos corrientes por Ch\$ 40.553 millones.

Pasivos y Patrimonio (millones de Ch\$)	Dic-15	Dic-15	Dic-14	Variación	%Variación
	SVS	Inc. Oper. Disc.			
Pasivo Corriente	2.559.729	3.235.375	3.194.822	40.553	1,3%
Pasivo No Corriente	2.753.965	4.023.971	4.447.281	(423.310)	(9,5%)
Pasivos incluidos en grupos de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	1.945.652		-	-	-
Patrimonio Total	8.189.808	8.189.808	8.279.219	(89.411)	(1,1%)
Atribuible a los propietarios de la controladora	6.026.149	6.026.149	6.201.976	(175.827)	(2,8%)
Participaciones no controladoras	2.163.659	2.163.659	2.077.243	86.416	4,2%
Total patrimonio y Pasivos	15.449.154	15.449.154	15.921.322	(472.168)	(3,0%)

- Los pasivos no corrientes disminuyen en Ch\$ 423.310 millones, equivalente a un 9,5%, de variación explicado principalmente por:

- • Disminución de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por Ch\$ 524.603 millones, principalmente por disminución en Enersis Américas por Ch\$ 242.131 millones por traspaso al corto plazo Bono y su derivado, en Ampla Energía por Ch\$ 105.853 millones por traspaso al corto plazo de bonos y deuda bancaria más los efectos de conversión del real brasileño al peso chileno, en Coelce por Ch\$ 98.032 millones principalmente por traspaso al corto plazo de deudas bancarias más los efectos de conversión del real brasileño al peso chileno, en Emgesa por Ch\$ 81.284 millones principalmente por los efectos de conversión del peso colombiano al peso chileno neto de nuevo crédito Bank of Tokyo, en Codensa por Ch\$ 68.859 millones por traspaso al corto plazo de deuda bonos y efectos de conversión y en Edegel por Ch\$ 64.178 millones principalmente por traspaso al corto plazo de préstamos y bonos. Todo lo anterior parcialmente compensado con aumento en Endesa Chile por Ch\$ 139.063 millones principalmente por los efectos de tipo de cambio para la deuda en moneda extranjera.
- Aumento de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 130.193 millones explicado principalmente por Edesur y Dock Sud por deuda con Cammesa para planes de inversiones extraordinarias.
- Aumento de Otras provisiones no corrientes por Ch\$ 42.721 millones, principalmente por aumento de provisión de desmantelamiento por Ch\$ 32.365 millones en Bocamina II, San Isidro y Central Quinteros, en Emgesa por Ch\$ 33.658 millones por provisiones pasivos medioambientales y obligaciones futuras comunidades rurales, compensado con efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades.
- Disminución de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por Ch\$ 27.636 millones, principalmente por los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades neto de las actualizaciones actuariales del año 2015.
- Disminución de Otros pasivos no financieros no corrientes por Ch\$ 32.726 millones, principalmente por los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades.
- Los pasivos corrientes aumentan muy levemente en Ch\$ 40.553 millones, equivalente a un 1,2%, de variación explicado principalmente por:
 - Disminución de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 281.137 millones, la variación obedece a disminuciones en Edesur por Ch\$ 267.963 millones principalmente por compensación de deudas de energía con Cammesa con los créditos a cobrar del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por Ch\$ 218.361 millones y efectos de conversión, en Emgesa por Ch\$ 105.078 millones principalmente pago dividendos a terceros, en Codensa por Ch\$ 63.834 millones principalmente por pago de dividendos y pago a proveedores por compra de energía y en Edelnor por Ch\$ 20.043 millones pago a proveedores por compra de energía y otros. Lo anterior compensado con aumentos en Ampla por Ch\$ 102.881 millones mayores cuentas a pagar por proveedores de energía, en Chilectra por Ch\$ 32.368 millones por mayores cuentas a pagar por compras de energía, en Celta por Ch\$ 11.986 millones mayores cuentas a pagar a proveedores, en Endesa Chile por Ch\$ 8.702 millones mayores cuentas a pagar proveedores y Endesa Costanera por Ch\$ 7.989 millones aumento proveedores varios.
 - Aumento de los Otros pasivos financieros corrientes por Ch\$ 293.990 millones, principalmente debido al aumento en Enersis Américas por Ch\$ 246.463 millones por traspaso desde el largo plazo por deuda bono y su derivado, por aumento en Emgesa por Ch\$ 44.738 millones por préstamos bancarios neto de pagos de deuda por bonos, por aumento en Coelce por Ch\$ 40.795 millones por traspaso desde largo

plazo y nuevos préstamos neto de pagos bancarios, en Codensa por Ch\$ 33.084 millones por traspaso desde el largo plazo deuda bonos, por aumento en Edegel por Ch\$ 29.864 millones por traspaso desde el largo plazo préstamos bancarios y bonos neto de pagos y Ampla Energía por Ch\$ 15.580 millones por nuevos préstamos bancarios, traspaso desde largo plazo neto de pagos. Lo anterior compensado con disminución Endesa Chile por Ch\$ 118.025 millones principalmente por pago Yankee Bonds.

- Disminución en Otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$ 83.928 millones, principalmente por efectos de conversión de las monedas extranjeras al peso chileno y traspasos a cuentas por pagar.
 - Aumento en Otras provisiones corrientes por Ch\$ 53.406 millones, principalmente pasivo medio ambiental proyecto Quimbo en nuestra filial colombiana Emgesa por Ch\$ 70.756 millones compensado con efecto de conversión del peso colombiano respecto del peso chileno.
 - Aumento de Pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 42.255 millones principalmente mayores impuesto renta y pagos Provisionales mensuales a cuenta del año tributario 2016 neto de la Liquidación del impuesto Renta del año A.T. 2015.
 - Aumento de las Cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 21.456 millones, principalmente por mayores dividendos a pagar a sociedades matrices.
 - Disminución de Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta por Ch\$ 5.488 millones, corresponde a los pasivos de Túnel el Melón, sociedad vendida en Enero de 2015.
- El patrimonio total disminuye en Ch\$ 89.411 millones respecto a diciembre de 2014.
 - La parte atribuible a los propietarios de la controladora disminuye en Ch\$ 175.827 millones que se explica por el resultado del período por Ch\$ 661.587 millones, por la disminución de otras reservas por Ch\$ 504.754 millones, principalmente por diferencias de conversión del período por Ch\$ 442.819 millones, cobertura de flujos de caja por Ch\$ 60.939 millones y otras reserva por Ch\$ 996 millones. Adicionalmente por la disminución de los efectos en las utilidades acumuladas de las ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos por Ch\$ 12.152 millones y por la disminución del dividendo definitivo año 2014 y 30% legal 2015 por Ch\$ 320.508 millones.
 - Las participaciones no controladoras aumentan en Ch\$ 86.416 millones, que se explican principalmente por el resultado del período por Ch\$ 482.883 millones y otros aumentos por Ch\$ 619 millones compensado por la disminución de Otros resultados integrales por Ch\$ 243.973 millones y a la distribución del dividendo correspondiente a los minoritarios por Ch\$ 151.308 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros incluyendo las operaciones discontinuadas considerando como si la operación no se hubiese realizado es el siguiente:

	Indicador	Unidad	des-15	des-14	des-14	Variación	% Variación
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,06	1,23	-	(0,17)	(13,8%)
	Razón Acida (1)	Veces	1,03	1,18	-	(0,15)	(12,7%)
	Capital de Trabajo	MMCh\$	201.709	736.677	-	(534.968)	(72,6%)
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,89	0,92	-	(0,03)	(3,3%)
	Deuda Corto Plazo	%	44,6%	41,8%	-	2.8 p.p	6,6%
	Deuda Largo Plazo	%	55,4%	58,2%	-	(2.8 p.p)	(4,8%)
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	6,80	-	3,83	2,97	77,7%
Rentabilidad	Resultado explotación/ Ingresos explotación	%	23,1%	-	26,7%	(3.6 p.p)	(13,3%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)	%	10,8%	-	9,9%	1 p.p	9,7%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)	%	7,3%	-	6,6%	0.7 p.p	10,3%

(1) Activo corriente neto de inventarios y pagos anticipados

(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

El índice de liquidez a diciembre de 2015 alcanzó 1,06 veces, presentando una variación de menos 13,8% respecto a diciembre de 2014. La compañía dispone de una excelente posición de liquidez a pesar de la menor caja respecto de diciembre de 2014.

La razón de endeudamiento se sitúa en 0,89 veces al 31 de diciembre de 2015, disminuyendo un 3,3% respecto del 31 de diciembre de 2014, principalmente por menor pasivo no corriente respecto diciembre 2014.

La cobertura de costos financieros presenta un aumento de 2,97 veces o el equivalente a un 77,7%, al pasar de 3,83 veces, en diciembre de 2014, a 6,80 veces en el presente año, principalmente por el aumento del EBITDA y la disminución de los costos financieros del período respecto del año anterior.

El índice de rentabilidad medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación disminuye un 13,3%, alcanzando un 23,1% a diciembre de 2015.

Por otro lado, la rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante) alcanza el 10,8%, con un aumento del 9,7% respecto del año anterior, producto de mejor resultado de la dominante.

La rentabilidad de los activos pasó de un 6,6% en diciembre de 2014, a un 7,3% en el presente año, debido principalmente al mejor resultado total del período.

La evolución de los principales indicadores financieros de las operaciones continuadas es el siguiente:

	Indicador	Unidad	des-15	des-14	des-14	Variación	% Variación
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,01	1,23	-	(0,22)	(17,9%)
	Razón Ácida (1)	Veces	0,97	1,18	-	(0,21)	(17,8%)
	Capital de Trabajo	MMCh\$	29.897	736.677	-	(706.780)	(95,9%)
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,65	0,92	-	(0,27)	(29,3%)
	Deuda Corto Plazo	%	48,2%	41,8%	-	6.4 p.p.	15,2%
	Deuda Largo Plazo	%	51,8%	58,2%	-	(6.4p.p.)	(10,9%)
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	6,06	-	3,83	2,24	58,4%
Rentabilidad	Resultado explotación/ Ingresos explotación	%	23,7%	-	26,7%	(3 p.p.)	(11,2%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)	%	10,8%	-	9,9%	1 p.p.	9,7%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)	%	7,3%	-	6,6%	0.7 p.p	10,3%

(1) Activo corriente neto de inventarios y pagos anticipados

(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

El índice de liquidez a diciembre de 2015 alcanzó 1,01 veces, presentando una variación de menos 17,9% respecto a diciembre de 2014. La compañía dispone de una excelente posición de liquidez a pesar de la menor caja respecto de diciembre de 2014.

La razón de endeudamiento se sitúa en 0,65 veces al 31 de diciembre de 2015, disminuyendo un 29,3% respecto del 31 de diciembre de 2014, principalmente por menor pasivo no corriente respecto diciembre 2014 producto de la aplicación de la NIIF 5 por operaciones discontinuadas.

La cobertura de costos financieros presenta un aumento de 2,24 veces o el equivalente a un 58,4%, al pasar de 3,83 veces, en diciembre de 2014, a 6,06 veces en el presente año, principalmente por el aumento del EBITDA y la disminución de los costos financieros del período respecto del año anterior.

El índice de rentabilidad medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación disminuye un 11,2%, alcanzando un 23,7% a diciembre de 2015, principalmente por la aplicación de la NIIF 5 por operaciones discontinuadas.

Por otro lado, la rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante) alcanza el 10,8%, con un aumento del 9,7% respecto del año anterior, producto de mejor resultado de la dominante.

La rentabilidad de los activos pasó de un 6,6% en diciembre de 2014, a un 7,3% en el presente año, debido principalmente al mejor resultado total del período.

Principales flujos de efectivo

La sociedad generó durante el periodo un flujo neto negativo de Ch\$ 352.063 millones incluido las operaciones discontinuadas considerando como si la operación no se hubiese realizado, está compuesto por los principales ítems:

Flujo de Efectivo (millones de Ch\$)	Dic-15	Dic-14	Variación	% Variación
Flujo de la Operación	1.923.451	1.698.038	225.413	13,3%
Flujo de Inversión	(1.215.299)	(299.687)	(915.612)	305,5%
Flujo de Financiamiento	(1.060.214)	(1.283.460)	223.246	(17,4%)
Flujo neto del período	(352.063)	114.891	(466.954)	(406,4%)

Al 31 de diciembre de 2015, las actividades de la operación generaron un flujo neto por Ch\$ 1.923.451 millones, mostrando una aumento del 13,3% respecto del año anterior. Este flujo está compuesto principalmente por los cobros por ventas y otros ingresos por Ch\$ 9.048.843 millones, cobros de otros ingresos de las operaciones por Ch\$ 593.727 millones, compensado por pago a proveedores por Ch\$ 4.875.218 millones, por pago a empleados por Ch\$ 554.560 millones, pago de impuestos a las ganancias Ch\$ 451.695 y otros pagos de operación por Ch\$ 1.837.646 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de Ch\$ 1.215.299 millones, que se explica principalmente por los desembolsos por la incorporación de propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 1.090.624 millones, incorporación de activos intangibles IFRIC12 por Ch\$ 271.937 millones, aportes de capital a Hidroaysén por Ch\$ 2.550 millones, pagos de derivados de contratos de futuro y de permuta financiera Ch\$ 6.888 millones. Lo anterior compensado con Inversiones a más de 90 días por Ch\$ 42.698 millones, intereses recibidos por Ch\$ 58.725 millones, dividendos recibidos por Ch\$ 11.313 millones, por ingreso neto de caja por venta de inversión Túnel el Melón por Ch\$ 6.640 y otras entradas de efectivo por Ch\$ 37.324 millones.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo neto negativo de Ch\$ 1.060.214 millones, principalmente por pagos de préstamos por Ch\$ 634.675 millones, por el pago de dividendos por Ch\$ 612.046 millones, por pago de intereses por Ch\$ 266.756 millones y otros desembolsos de financiamiento por Ch\$ 22.295 millones compensado por obtención de préstamos por Ch\$ 475.558 millones.

A continuación se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, incluyendo las operaciones discontinuadas considerando como si la operación no se hubiese realizado para los años 2015 y 2014.

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos e intangibles		Depreciación	
	Dic-15	Dic-14	Dic-15	Dic-14
Endesa Chile	537.805	420.745	225.787	204.119
Cachoeira Dourada	5.222	7.505	5.003	6.182
CGTF	18.360	25.049	5.678	6.691
CIEN	1.569	5.992	11.165	14.222
Chilectra S.A.	44.623	37.925	35.821	28.154
Edesur S.A.	197.738	180.592	13.230	10.772
Edelnor S.A.	112.428	49.737	29.074	26.510
Ampla (*)	167.928	163.287	42.109	51.202
Coelce (*)	91.959	97.214	29.748	48.049
Codensa S.A.	132.840	74.287	59.475	71.999
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.(1)	-	863	-	260
Servicios Informaticos e Inmobiliarios Ltda(ex ICT)	99	81	114	43
Holding Enersis y sociedades de inversión	1.536	8.432	(510)	(687)
Cemsa	96	-	49	30
Dock Sud	41.284	13.093	11.497	5.722
EE Piura	9.073	1.608	5.505	5.911
Total	1.362.562	1.086.410	473.744	479.180

(*) Incluye activos intangibles por concesiones

(1) Sociedad fusionada en 2015 por Servicios Informaticos e Inmobiliarios Ltda.(ex ICT)

Principales riesgos asociados a la actividad del Grupo Enersis Americas

Las actividades del Grupo están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las filiales operativas del Grupo están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades, tanto en Chile, como en los demás países en que operan. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

Las actividades del grupo están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enersis Américas cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

Enersis Américas y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enersis no puede garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.

Las operaciones del grupo Enersis Américas incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enersis ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de “commodities” y tipo de cambio de divisas.

Riesgo de tasa de interés.

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 58% al 31 de diciembre de 2015.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política, corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura de deuda financiera del Grupo Enersis Américas según tasa de interés fija más protegida y variable sobre deuda neta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	31-12-2015 %	31-12-2014 %
Tasa de interés fijo	58%	72%
Tasa de interés Variable	42%	28%
Total	100%	100%

21.1 Riesgo de tipo de cambio.

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enersis Américas es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

21.2 Riesgo de commodities.

El Grupo Enersis Américas podría encontrarse expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.

Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2015 no habían operaciones de cobertura. Al 31 de Diciembre de 2014 no habían operaciones de cobertura.

21.3 Riesgo de liquidez.

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 19, 21 y anexo 5).

Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Enersis Américas presenta una liquidez de M\$ 1.185.163.344 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 34.332.376 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Enersis Américas tenía una liquidez de M\$ 1.571.759.564 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 114.760.896 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

21.4 Riesgo de crédito.

El Grupo Enersis Américas realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato

el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea (con calificación de riesgo equivalente a grado de inversión, en la medida de lo posible) con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación grado de inversión.

Medición del riesgo.

El Grupo Enersis Américas elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

Deuda Financiera.

Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, respecto al Peso Chileno, incluyendo:

Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.

Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.

Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M\$ \$ 84.347.418.-

Estos valores representan el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto estos valores en riesgo están intrínsecamente relacionados, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

Otros riesgos.

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Enersis Américas y de Endesa Chile, está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado. De no ser subsanados ciertos incumplimientos, podrían resultar en un incumplimiento cruzado y eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de estas compañías.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de estas compañías o en el caso de Endesa Chile, cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$50 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$50 millones, podría dar lugar al pago anticipado de la línea de crédito internacional. Además, este préstamo contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Endesa Chile, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$ 100 millones, y expropiación de activos, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de esos créditos.

Por otro lado, el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable de cualquier deuda de Enersis Américas y Endesa Chile, o de cualquiera de sus filiales chilenas, con un monto de capital que exceda los US\$30 millones podría dar lugar al pago anticipado obligatorio de los bonos Yankee. Mientras que para el caso específico del Yankee de Endesa Chile emitido en abril 2014, con vencimiento en el 2024, el umbral es de US\$ 50 millones.

Por último, en el caso de los bonos locales y las líneas de crédito de Enersis Américas y Endesa Chile, el pago anticipado de estas deudas, se desencadena sólo por incumplimiento del Deudor. Estas líneas se cerraron anticipadamente el 18 de enero de 2016, y desde su suscripción, no fueron desembolsadas. Se está negociando la contratación de nuevas líneas de crédito y se espera suscribirlas durante febrero 2016 bajo similares condiciones contractuales que las anteriores considerando la nueva estructura societaria.

No hay cláusulas en los convenios de crédito por las cuales cambios en la clasificación corporativa o de la deuda de estas compañías por las agencias clasificadoras de riesgo produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.

Valor libro y valor económico de los activos

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad filial, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 3.e) de los Estados Financieros.

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

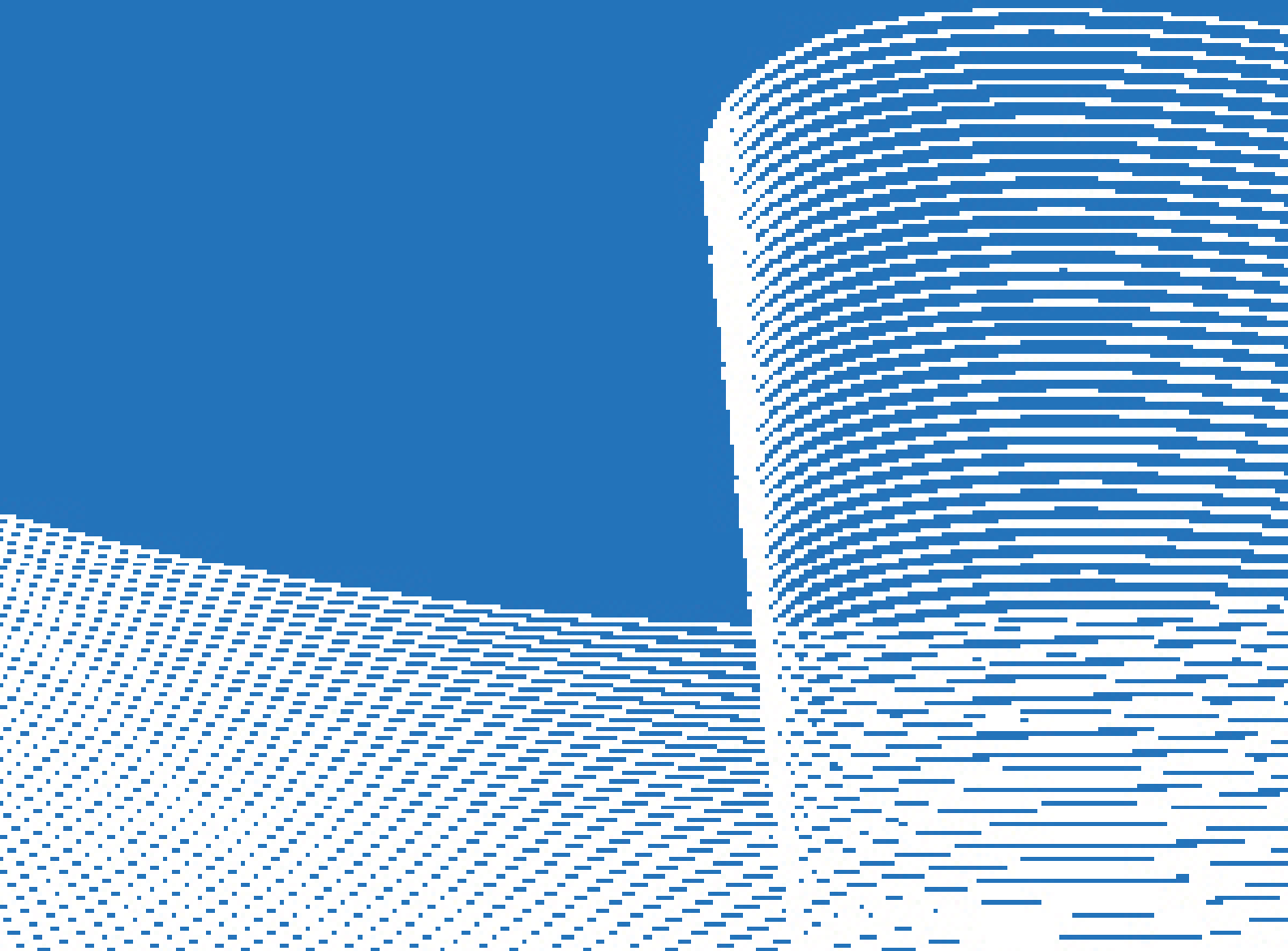
Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

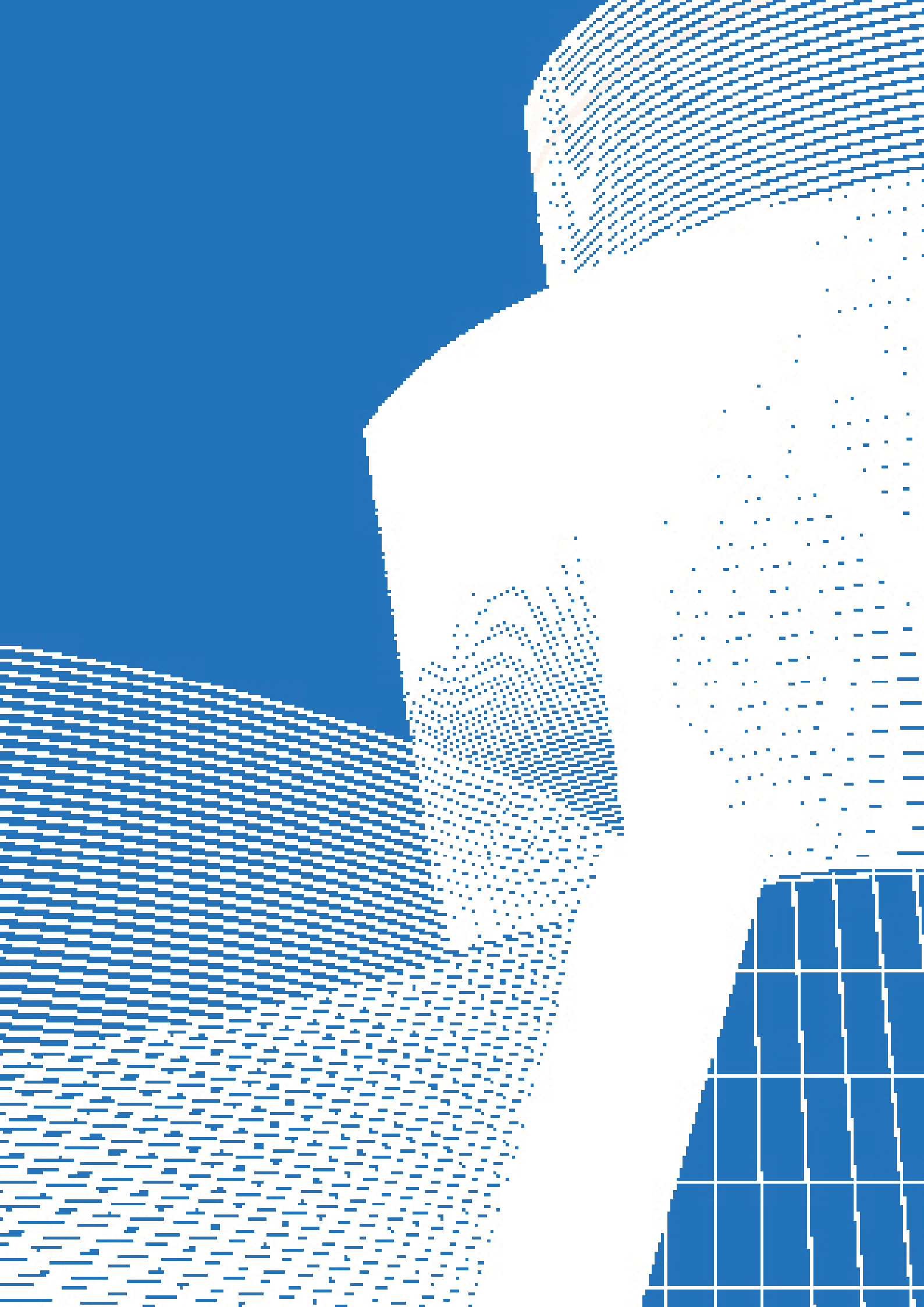
Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros.



Estados Financieros
Resumidos Empresas
Filiales





BALANCES GENERALES RESUMIDOS POR FILIAL	Chilectra		Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.		Distrilima		Edesur		Endesa Chile	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Activos										
Activos Corrientes	764.264.413	300.765.617	54.816.036	49.661.060	116.371.663	142.931.833	191.441.460	409.109.177	4.412.561.440	1.038.057.558
Activos No Corrientes	766.740.394	1.240.468.967	11.561.340	12.658.737	675.858.105	587.886.652	443.412.233	405.106.897	2.866.208.893	6.199.614.341
Total Activos	1.531.004.807	1.541.234.584	66.377.376	62.319.797	792.229.768	730.818.485	634.853.693	814.216.074	7.278.770.333	7.237.671.899
Patrimonio Neto y Pasivos										
Pasivos Corrientes	363.516.173	244.981.389	5.586.877	6.426.379	192.540.953	165.061.350	431.630.046	739.412.769	2.527.875.495	1.392.737.593
Pasivos No Corrientes	54.831.044	72.612.724	1.305.133	1.595.766	269.823.997	271.208.226	174.966.573	137.796.785	1.207.004.759	2.321.047.965
Patrimonio Neto	1.112.657.590	1.223.640.471	59.485.366	54.297.652	329.864.818	294.548.909	28.257.074	(62.993.480)	3.543.890.079	3.523.886.341
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.112.653.169	1.223.636.381	56.810.189	51.814.313	179.145.813	159.576.876	28.257.074	(62.993.480)	2.648.189.907	2.700.280.484
Participaciones no controladoras	4.421	4.090	2.675.177	2.483.339	150.719.005	134.972.033	-	-	895.700.172	823.605.857
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.531.004.807	1.541.234.584	66.377.376	62.319.797	792.229.768	730.818.485	634.853.693	814.216.074	7.278.770.333	7.237.671.899
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL										
Ingresos de actividades ordinarias	1.247.900.614	1.116.092.610	7.788.512	4.978.227	559.556.527	476.564.658	278.475.279	222.534.863	1.539.977.511	1.209.796.735
Otros ingresos	9.831.551	11.799.933	872.266	-	2.489.899	2.130.188	328.869.637	148.876.923	3.832.806	21.178.089
Total de Ingresos de actividades ordinarias y Otros ingresos	1.257.732.165	1.127.892.543	8.660.778	4.978.227	562.046.426	478.694.846	607.344.916	371.411.786	1.543.810.317	1.230.974.824
Materias primas y consumibles utilizados	(983.732.902)	(855.757.752)	-	-	(379.015.102)	(315.115.521)	(157.387.237)	(161.995.240)	(880.891.223)	(750.216.671)
Margen de Contribución	273.999.263	272.134.791	8.660.778	4.978.227	183.031.324	163.579.325	449.957.679	209.416.546	662.919.094	480.758.153
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	5.753.242	5.039.396	-	-	4.282.006	3.300.324	34.701.198	23.153.744	15.250.810	16.466.173
Gastos por beneficios a los empleados	(32.454.962)	(31.386.273)	(6.926.535)	(5.243.441)	(22.398.764)	(21.542.237)	(226.741.261)	(142.343.373)	(70.969.357)	(64.859.965)
Gastos por depreciación y amortización	(29.082.449)	(27.377.925)	(113.887)	(43.259)	(29.074.143)	(26.510.068)	(13.229.654)	(10.772.411)	(124.835.559)	(101.304.909)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor)	(6.738.750)	(776.091)	-	-	(1.598.702)	(1.747.322)	(2.289.187)	(2.559.659)	9.793.652	(12.461.456)
Otros gastos por naturaleza	(63.795.453)	(63.919.908)	(2.132.131)	(1.233.094)	(26.541.656)	(26.106.649)	(138.623.389)	(128.124.044)	(90.339.822)	(66.335.541)
Resultado de Explotación	147.680.891	153.713.990	(511.775)	(1.541.567)	107.700.065	90.973.373	103.775.386	(51.229.197)	401.818.818	252.262.455
Otras ganancias (pérdidas)	16.273.154	-	4.289.351	-	602.594	31.910	113.216	-	4.015.401	42.651.567
Ingresos financieros	13.308.032	11.638.248	2.307.519	-	4.136.908	3.387.823	65.153.401	28.970.377	234.821	1.586.033
Costos financieros	(1.426.792)	(3.464.300)	(67.657)	(160.066)	(19.250.476)	(13.418.398)	(70.851.224)	(66.547.390)	(64.206.719)	(71.617.257)
Participación en las ganancias (pérdida) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	5.248	(13.675)	4.187	-	-	-	34.434	34.721	8.905.045	(54.413.311)
Diferencias de cambio	(184.760)	120.851	(1.006)	227.828	(699.898)	(250.591)	1.755.304	(831.020)	(53.880.472)	(21.240.269)
Resultados por unidades de reajuste	973.087	632.973	21.360	756	-	-	-	-	3.600.187	13.926.117
Ganancia (pérdida) antes de Impuesto	176.628.860	162.628.087	6.041.979	(1.473.049)	92.489.193	80.724.117	99.980.517	(89.602.509)	300.487.081	163.155.335
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(36.956.051)	(28.575.963)	(765.180)	105.583	(28.191.648)	(20.152.036)	(463.471)	3.792.056	(76.655.819)	(34.098.106)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	139.672.809	134.052.124	5.276.799	(1.367.466)	64.297.545	60.572.081	99.517.046	(85.810.453)	223.831.262	129.057.229
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	49.077.924	16.671.032	-	-	-	-	-	-	411.189.551	489.915.518
Ganancia (Pérdida)	188.750.733	150.723.156	5.276.799	(1.367.466)	64.297.545	60.572.081	99.517.046	(85.810.453)	635.020.813	618.972.747
Ganancia (pérdida) atribuible a										
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	188.750.403	150.722.842	5.084.961	(1.367.466)	33.563.540	31.711.176	99.517.046	(85.810.453)	392.868.115	334.556.376
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	330	314	191.838	-	30.734.005	28.860.905	-	-	242.152.698	284.416.371
Ganancia (Pérdida)	188.750.733	150.723.156	5.276.799	(1.367.466)	64.297.545	60.572.081	99.517.046	(85.810.453)	635.020.813	618.972.747
Estado de Otros Resultados Integrales:										
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(111.222.754)	(3.602.592)	(64.325)	(162.550)	7.349.619	14.254.103	(8.266.492)	(5.608.787)	(347.578.685)	(103.941.294)
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	77.527.979	147.120.564	5.212.474	(1.530.016)	71.647.164	74.826.184	91.250.554	(91.419.240)	287.442.128	515.031.453
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	77.527.648	147.120.248	5.020.636	(1.530.016)	37.590.305	39.472.388	91.250.554	(91.419.240)	132.746.446	276.001.825
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	331	316	191.838	-	34.056.859	35.353.796	-	-	154.695.682	239.029.628
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	77.527.979	147.120.564	5.212.474	(1.530.016)	71.647.164	74.826.184	91.250.554	(91.419.240)	287.442.128	515.031.453
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO										
Capital emitido	367.928.682	367.928.682	61.948.674	61.948.674	120.526.744	32.841.625	135.477.599	135.477.599	1.331.714.085	1.331.714.085
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.225.045.537	1.227.190.357	36.499.929	31.491.546	23.507.886	91.411.927	(17.446.199)	(126.742.945)	2.218.373.368	2.010.744.273
Primas de emisión	566.302	566.302	-	-	-	-	-	-	206.008.557	206.008.557
Otras reservas	(480.887.352)	(372.048.960)	(41.638.414)	(41.625.907)	35.111.183	35.323.324	(89.774.326)	(71.728.134)	(1.107.906.103)	(848.186.431)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.112.653.169	1.223.636.381	56.810.189	51.814.313	179.145.813	159.576.876	28.257.074	(62.993.480)	2.648.189.907	2.700.280.484
Participaciones no controladoras	4.421	4.090	2.675.177	2.483.339	150.719.005	134.972.033	-	-	895.700.172	823.605.857
Total Patrimonio Neto	1.112.657.590	1.223.640.471	59.485.366	54.297.652	329.864.818	294.548.909	28.257.074	(62.993.480)	3.543.890.079	3.523.886.341
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS POR FILIAL										
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	192.068.742	36.094.225	(7.619.798)	922.502	109.115.394	83.447.069	243.657.254	188.056.795	901.214.236	816.799.505
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(64.199.658)	13.004.063	7.626.633	(76.414)	(114.212.151)	(57.451.165)	(208.791.432)	(180.592.386)	(488.595.470)	(327.447.136)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(106.554.830)	(64.578.477)	(7.830)	(841.519)	(41.319.512)	(10.068.877)	(8.169.660)	(9.632.579)	(605.785.054)	(452.258.979)
Flujo Neto Positivo (Negativo) del Periodo	21.314.254	(15.480.189)	(995)	4.569	(46.416.269)	15.927.027	26.696.162	(2.168.170)	(193.166.288)	37.093.390
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	93.224	422.292	-	-	483.021	3.021.911	(767.842)	(881.277)	6.246.146	(24.242.264)
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	7.716.593	22.774.490	4.569	-	60.751.331	41.802.393	5.646.882	8.696.329	336.658.505	323.807.379
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	29.124.071	7.716.593	3.574	4.569	14.818.083	60.751.331	24.665.202	5.646.882	149.738.363	336.658.505

Codensa		Enel Brasil		Generalima		Cemsa		Dock Sud		Caboblanco	
2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
207.553.675	254.296.273	796.102.019	854.733.661	5.697.317	5.388.518	22.954.619	28.225.496	46.722.731	27.295.230	54.357.844	43.338.831
847.774.289	928.936.117	1.994.170.371	2.303.014.999	50.472.490	47.434.910	91.195	873.712	126.188.102	72.509.102	81.815.036	80.059.963
1.055.327.964	1.183.232.390	2.790.272.390	3.157.748.660	56.169.807	52.823.428	23.045.814	29.099.208	172.910.833	99.804.332	136.172.880	123.398.794
247.749.856	337.839.517	653.756.271	481.334.130	20.328.170	18.110.685	21.098.368	24.701.137	25.736.485	19.320.789	19.831.659	13.222.522
281.940.697	358.873.772	725.006.818	959.822.164	8.150.819	7.052.044	-	-	67.304.446	15.583.458	47.845.465	47.895.051
525.637.411	486.519.101	1.411.509.301	1.716.592.366	27.690.818	27.660.699	1.947.446	4.398.071	79.869.902	64.900.085	68.495.756	62.281.221
525.637.411	486.519.101	1.005.026.634	1.210.004.048	27.690.818	27.660.699	1.947.446	4.398.071	56.135.366	47.286.137	43.335.752	38.072.987
-	-	406.482.667	506.588.318	-	-	-	-	23.734.536	17.613.948	25.160.004	24.208.234
1.055.327.964	1.183.232.390	2.790.272.390	3.157.748.660	56.169.807	52.823.428	23.045.814	29.099.208	172.910.833	99.804.332	136.172.880	123.398.794
876.948.862	980.294.259	1.785.800.511	2.084.566.799	-	-	9.813	591.275	69.961.987	61.605.798	58.012.806	50.819.190
7.518.404	2.476.439	230.688.324	184.993.162	-	-	2.259.773	689.663	822	292	79.833	29.735
884.467.266	982.770.698	2.016.488.835	2.269.559.961	-	-	2.269.586	1.280.938	69.962.809	61.606.090	58.092.639	50.848.925
(500.570.711)	(547.593.754)	(1.385.921.253)	(1.405.383.543)	-	-	(1.017.940)	(203.349)	(43.265.694)	(34.976.794)	(26.124.118)	(20.916.046)
383.896.555	435.176.944	630.567.582	864.176.418	-	-	1.251.646	1.077.589	26.697.115	26.629.296	31.968.521	29.932.879
4.448.164	4.446.424	10.165.042	12.046.728	146.345	118.880	-	-	362.810	-	-	-
(36.740.363)	(35.616.518)	(100.162.085)	(108.323.685)	(274.254)	(530.299)	(1.975.607)	(1.375.955)	(5.817.647)	(3.403.632)	(2.569.372)	(2.222.804)
(59.475.176)	(71.998.972)	(93.922.721)	(126.563.269)	(1.223)	(1.194)	(49.321)	(30.453)	(11.497.264)	(5.722.420)	(5.505.006)	(5.911.335)
(80.720)	(2.401.454)	(31.029.774)	(29.563.651)	-	-	-	-	-	-	-	-
(56.461.106)	(67.631.399)	(177.209.919)	(169.482.196)	(247.549)	(618.492)	(482.533)	(505.249)	(6.435.537)	(8.038.472)	(6.230.943)	(4.215.444)
235.587.354	261.975.025	238.408.125	442.290.345	(376.681)	(1.031.105)	(1.255.815)	(834.068)	3.309.477	9.464.772	17.663.200	17.583.296
(128.486)	46.514	(6.751.675)	-	2.197.565	903.328	-	-	149.772	39.368	106.250	8.885
6.745.818	7.242.116	116.303.199	78.539.402	7.791	2.611	238.710	338.697	20.326.664	1.760.803	744.100	577.939
(34.773.430)	(33.912.253)	(142.623.456)	(227.164.548)	(1.184.219)	(565.981)	319.094	(142.264)	(5.837.628)	(3.014.903)	(4.062.360)	(3.035.761)
753.329	2.561.678	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
567.871	46.049	(10.271.991)	2.978.101	(1.056.929)	(466.302)	340.012	259.788	39.281.160	(26.083.593)	(2.437.407)	(2.882.068)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
208.752.456	237.959.129	195.064.202	296.643.300	(412.473)	(1.157.449)	(357.999)	(377.847)	57.229.445	(17.833.553)	12.013.783	12.252.291
(84.883.213)	(82.240.155)	(76.715.148)	(85.139.697)	(285.187)	-	(1.466.245)	36.614	(18.102.752)	(6.292.935)	(4.166.389)	(3.166.090)
123.869.243	155.718.974	118.349.054	211.503.603	(697.660)	(1.157.449)	(1.824.244)	(341.233)	39.126.693	(24.126.488)	7.847.394	9.086.201
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
123.869.243	155.718.974	118.349.054	211.503.603	(697.660)	(1.157.449)	(1.824.244)	(341.233)	39.126.693	(24.126.488)	7.847.394	9.086.201
123.869.243	155.718.974	94.401.235	160.938.515	(697.660)	(1.157.449)	(1.824.244)	(341.233)	27.403.863	(15.268.586)	4.758.765	5.466.367
-	-	23.947.819	50.565.088	-	-	-	-	11.722.830	(8.857.902)	3.088.629	3.619.834
123.869.243	155.718.974	118.349.054	211.503.603	(697.660)	(1.157.449)	(1.824.244)	(341.233)	39.126.693	(24.126.488)	7.847.394	9.086.201
(62.466.819)	(50.659.795)	(370.529.946)	23.085.738	727.779	2.137.862	(626.381)	(594.258)	(24.156.876)	6.343.207	893.502	4.030.838
61.402.424	105.059.179	(252.180.892)	234.589.341	30.119	980.413	(2.450.625)	(935.491)	14.969.817	(17.783.281)	8.740.896	13.117.039
61.402.424	105.059.179	(162.353.636)	178.066.243	30.119	980.413	(2.450.625)	(935.491)	10.424.275	(11.465.654)	5.258.627	7.949.867
-	-	(89.827.256)	56.523.098	-	-	-	-	4.545.542	(6.317.627)	3.482.269	5.167.172
61.402.424	105.059.179	(252.180.892)	234.589.341	30.119	980.413	(2.450.625)	(935.491)	14.969.817	(17.783.281)	8.740.896	13.117.039
3.934.010	3.934.010	1.148.364.426	1.096.540.465	27.523.467	27.523.467	2.210.996	2.210.996	61.893.931	61.893.931	7.633.530	7.633.530
104.750.330	33.297.825	113.122.355	(147.247.407)	(2.842.848)	(2.016.532)	(1.608.282)	(247.974)	29.107.486	(9.749.359)	10.113.413	29.293.457
3.970.226	3.970.226	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
412.982.845	445.317.040	(256.460.147)	260.710.990	3.010.199	2.153.764	1.344.732	2.435.049	(33.291.005)	(4.858.436)	25.588.809	1.146.000
525.637.411	486.519.101	1.005.026.634	1.210.004.048	27.690.818	27.660.699	1.947.446	4.398.071	57.710.412	47.286.136	43.335.752	38.072.987
-	-	406.482.667	506.588.318	-	-	-	-	22.159.490	17.613.949	25.160.004	24.208.234
525.637.411	486.519.101	1.411.509.301	1.716.592.366	27.690.818	27.660.699	1.947.446	4.398.071	79.869.902	64.900.085	68.495.756	62.281.221
235.309.844	218.066.750	267.421.398	431.141.108	(354.919)	(474.053)	(105.002)	(771.865)	39.117.103	7.389.246	26.593.425	25.702.141
(112.561.292)	(16.909.564)	(267.731.554)	(160.819.140)	(4.499.516)	(3.573.908)	(95.520)	112.190	(28.343.674)	(9.512.713)	(25.068.063)	3.413.314
(165.636.704)	(169.208.067)	(78.409.908)	(326.502.620)	5.161.304	4.023.822	-	-	(6.215.402)	1.627.361	(12.296.103)	(11.480.210)
(42.888.152)	31.949.119	(78.720.064)	(56.180.652)	306.869	(24.139)	(200.522)	(659.675)	4.558.027	(496.106)	(10.770.741)	17.635.245
(310.477)	(15.243.874)	(27.818.640)	3.847.445	(187.356)	20.588	(197.399)	20.011	(2.357.006)	(780.520)	553.233	493.679
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
133.186.201	116.480.956	197.852.364	250.185.571	17.746	21.297	1.959.195	2.598.859	5.136.475	6.413.101	24.861.602	6.732.678
89.987.572	133.186.201	91.313.660	197.852.364	137.259	17.746	1.561.274	1.959.195	7.337.496	5.136.475	14.644.094	24.861.602

Administración y Ejecutivos Principales

PRESIDENTE
Borja Acha Besga
TELÉFONO (56) 2 2263 4631

VICEPRESIDENTE
Francesco Starace
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Francesca Di Carlo
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Alberto De Paoli
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Rafael Fernández Morandé
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Herman Chadwick
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

GERENTE GENERAL
Luca D'Agnese
TELÉFONO (56) 2 2263 9130

SUBGERENTE GENERAL
Daniel Mauricio Fernández Koprach
TELÉFONO (56) 2 2353 4663

GERENTE DE COMUNICACIONES
José Miranda Montecinos
TELÉFONO (56) 2 2675 2746

GERENTE DE AUDITORÍA INTERNA
Alain Rosolino
TELÉFONO (56) 2 2353 4647

GERENTE DE ADMINISTRACIÓN, FINANZAS Y CONTROL
Francisco Javier Galán Allué
TELÉFONO (56) 2 22353 4510

GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
Marco Fadda
TELÉFONO (56) 2 2353 4684

ASESORÍA JURÍDICA Y GOBIERNO CORPORATIVO
Domingo Valdés Prieto
TELÉFONO (56) 2 2630 9227

GERENTE RECURSOS HUMANOS Y ORGANIZACIÓN
Paola Visintini Vaccarezza
TELÉFONO (56) 2 2675 4686

GERENTE DE APROVISIONAMIENTO
Antonio Barreda Toledo
TELÉFONO (56) 2 2353 4635

GERENTE DE RELACIONES INSTITUCIONALES
Francesco Giorgianni
TELÉFONO (56) 2 2353 4613

Relación con inversionistas y accionistas

GERENTE DE RELACIÓN CON INVERSIONISTAS
Pedro Cañamero González
TELÉFONO (56) 2 2353 4682

CITIBANK NY
Teresa Loureiro-Stein
TELÉFONO (1-212) 816 6814

enersis

enersis.cl